

На правах рукописи



РАЗЖИВИН ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

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

Бугульма – 2005 г.

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть»

Научный руководитель: доктор технических наук,
старший научный сотрудник
Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Вахитов Гадель Галяутдинович
кандидат технических наук
Хакимзянов Ильгизар Нургизарович

Ведущая организация: ОАО Удмуртское научно-производственное
предприятие НИПИнефть (г.Ижевск)

Защита состоится 24 ноября 2005 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д.222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул.Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

Автореферат разослан 24 октября 2005 года

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
старший научный сотрудник



Сахабутдинов Р.З.

2006-А
17101

3 2186953

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Оценка промышленных запасов нефти по основным месторождениям Татарстана показывает, что в разрабатываемых месторождениях все более возрастает доля трудноизвлекаемых запасов. Для стабилизации добычи нефти проводятся мероприятия по стимуляции скважин и повышению нефтеизвлечения пластов. При этом в большинстве случаев мероприятия различного вида проводятся одновременно. Для эффективной разработки месторождений с использованием методов увеличения нефтеизвлечения необходимо учитывать как суммарный эффект от проводимых мероприятий по всему участку воздействия, так и вклад в добычу каждого мероприятия в отдельности. Кроме того, необходимо учитывать взаимовлияние проводимых мероприятий, возможный синергетический эффект которых невозможно учесть традиционными методиками оценки эффективности.

Цель работы. Исследование и совершенствование методик расчета эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ) при одновременном их проведении на основе геолого-гидродинамической модели месторождения нефти.

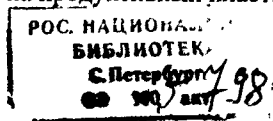
Основные задачи исследований:

- выделение гидродинамически «обособленных» участков объекта разработки на момент проведения мероприятий и выделение зон влияния проводимых мероприятий;
- оценка эффективности применения гидродинамических и третичных методов увеличения нефтеизвлечения пластов;
- подбор наиболее эффективных геолого-технологических мероприятий.

Методы исследований. Основным инструментом исследований является математическое моделирование процессов движения флюидов в пласте на основе законов механики сплошных сред.

Научная новизна выполняемой работы. Основные научные результаты, полученные автором, заключаются в следующем:

1. Произведено группирование геолого-технологических мероприятий с учетом особенностей их механизма воздействия на продуктивный пласт.



2. Установлена зависимость выработки и распределения остаточной нефтенасыщенной толщины от глинистости продуктивных пластов.
3. Установлена зависимость распределения гидродинамически «обособленных» участков объекта разработки на момент проведения мероприятий от глинистости и остаточных нефтенасыщенных толщин.
4. Установлена зависимость суммарного и отдельного эффекта от гидродинамического воздействия на продуктивный пласт нефтяного месторождения.

Основные защищаемые положения.

1. Трехмерная геолого-гидродинамическая модель с оценкой выработки пластов и выявлением зон остаточных запасов нефти при проведении геолого-технологических мероприятий.
2. Определение гидродинамически «обособленных» участков объекта разработки на момент проведения мероприятий и зон влияния проводимых мероприятий.
3. Метод оценки эффективности геолого-технологических мероприятий при одновременном применении гидродинамических и физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения пластов.

Достоверность. Рассматриваемые в диссертации задачи и проблемы исследованы и решены с позиций современной гидродинамики, с использованием методов численного анализа.

Практическая пригодность методик устанавливалась на основе многочисленных математических экспериментов и сравнения с промысловыми данными. Справедливость алгоритмов совместного решения задачи оценки эффекта одновременного воздействия на пласт гидродинамическими и третичными методами доказана на основе сопоставления результатов расчетов с технико-экономическими показателями, полученными в процессе разработки нефтяного месторождения.

Практическая значимость:

1. Предложен метод определения выработки пластов нефтяного месторождения с использованием трехмерной геолого-гидродинамической модели на основе оценки остаточной нефтенасыщенной толщины.

2. Разработан метод выделения гидродинамически «обособленных» участков объекта разработки на момент проведения мероприятий и выделения участков воздействия проводимых мероприятий.
3. Создан метод оценки суммарного и отдельного эффекта от применения гидродинамических и физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения пластов при одновременном их проведении.

На основе созданных методик разработаны: 1) технологии картопостроения выработки запасов, остаточных нефтенасыщенных толщин, зон влияния геолого-технологических мероприятий; 2) компьютерные программы оценки эффективности мероприятий при их одновременном проведении, которые включены в стандартную технологию составления проектной документации на разработку нефтяных месторождений в институте ТатНИПИнефть.

Степень внедрения результатов исследований. Основные рекомендации, полученные по результатам математического моделирования, использованы в технологической схеме разработки (ТСП) Чеканского (2001 г.), Сарапалинского месторождения (2003 г.), технико-экономическом обосновании бурения скважин под санитарную зону на Альметьевской площади Ромашкинского месторождения (2003 г.), опытное применение технологий методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) на участке 2-го блока Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения (2004 г.).

В работах произведен расчет показателей разработки с одновременным внедрением различных мероприятий.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на научно-практической конференции «Прогрессивные технологии поисков, разведки, доразведки и контроля за разработкой нефтяных месторождений. Нетрадиционные направления» (п. Джалиль, 11 апреля 2000 г.), научно-практической конференции «Новые идеи в поиске, разведке и разработке нефтяных месторождений», посвященной 300-летию Горно-геологической службы России и 50-летию ОАО «Татнефть» (г. Казань, 5-8 сентября 2000 г.), республиканской молодежной научно-практической конференции «Мы геологи XXI века» (г. Казань, 29 марта 2001 г.), научно-практической конференции «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения»,

посвященной 10-летию Академии Наук РТ (г. Казань, 28-30 ноября 2001 г.), технической ярмарке «Ярмарка идей ОАО Татнефть» (г. Альметьевск, 30 ноября 2001 г.), республиканской молодежной научно-практической конференции «Мы геологи XXI века» (г. Казань, 20 мая 2002 г.), 12-й Европейском симпозиуме EAGE «Повышения нефтеотдачи пластов» (г. Казань, 08-10 сентября 2003 г.), «Московском форуме информационных технологий компании Landmark» (г. Москва, 16-18 сентября 2003 г.), научно-практическом семинаре журнала «Нефтяное хозяйство» «Использование информационных технологий при разработке месторождений» (р.п. Карабаш, 18-19 августа 2004 г.), IV открытой молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», (р.п. Джалиль, 24-25 сентября 2004 г.).

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 116 страниц машинописного текста, 52 рисунка, 5 таблиц, 110 библиографических ссылок, в том числе 6 иностранных источников.

Публикация работы. Основное содержание диссертации изложено в 16 опубликованных работах.

Краткое содержание работы.

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность работы и ее реализация в производстве.

Большой вклад в развитие теории и практики методов математического моделирования внесли ученые и специалисты: В.А. Бадьянов, Г.И. Баренблатт, Ю.Е. Батурин, Д.Н. Болотник, В.Д. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, Ю.А. Волков, В.А. Данилов, Л.Ф. Дементьев, В.И. Дзюба, В.М. Ентов, Н.А. Еремин, Ю.П. Желтов, М.Ю. Желтов, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, Р.Х. Закиров, А.Б. Золотухин, Р.Д. Каневская, Р.М. Кац, В.С. Ковалев, В.И. Леви, В.П. Майер, М.М. Максимов, М.В. Мееров, В.З. Минликаев, М.М. Мусин, А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, В.Н. Панков, М.Д. Розенберг, Л.П. Рыбичкая, Б.В. Сазонов, Э.В. Скворцов, В.Б. Таранчук, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, Н.И. Хисамутдинов, А.Н. Чекалин, А.Х. Шахвердиев, Р.М. Юсупов, Н. Crichlow, К. Aziz, A. Settery, и другие

В первой главе на основе произведенного обзора методик оценки эффективности геолого-технологических мероприятий было показано, что геолого-гидродинамическая модель нефтяного месторождения как инструмент имеет большую достоверность и точность по сравнению с характеристиками вытеснения.

Предложено разделение множества геолого-технологических мероприятий на пять основных групп для оценки их эффективности с учетом особенностей их математического моделирования.

Группа I. Мероприятия, которые не влияют на структуру и параметры уравнений, описывающих течение жидкости в пористой среде. К этой группе относятся мероприятия по капитальному ремонту элементов конструкций скважин, ликвидации утечек, обрывов и отворотов штанг и другие.

Группа II. Мероприятия, которые не влияют на структуру и параметры математической модели пласта, но могут влиять на параметры конструкции и оборудования скважины. К таким мероприятиям относятся:

- удаление кольматанта, при решении уравнений модели после проведения мероприятия необходимо использовать новый диаметр колонны;
- очистка стен колонн от парафиновых и других отложений;
- герметизация конструкций скважины, установка и ремонт пакеров, совместная эксплуатация нескольких пластов моделируются заданием различных граничных условий на пластах скважины;
- изменение способов эксплуатации и оптимизация добычи.

Группа III. Мероприятия, при которых появляются новые граничные условия. К этой группе относятся мероприятия, связанные с бурением новых скважин, стволов, внедрением или сменой насоса.

К группе III также относятся мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, отключением отдельных пропластков, пластов, с приобщением пластов, с переводом скважин с одного пласта на другой.

Группа IV. Мероприятия, связанные с изменением параметров, входящих в уравнение модели пласта. К таким мероприятиям можно отнести обработку призабойной зоны (ОПЗ). Эти мероприятия направлены на увеличение продуктивности скважины путем улучшения проницаемости коллектора в

призабойной зоне. К группе IV относится важнейшее мероприятие – гидро-разрыв пласта (ГРП).

Для моделирования мероприятий данной группы необходимо знание времени действия мероприятия и степени его влияния на коэффициент продуктивности, задавая его через изменение скин-эффекта.

Группа V включает мероприятия для оценки эффекта, от проведения которых необходимо изменить структуру уравнений модели «черной» нефти. Характерными мероприятиями являются закачки реагентов, приводящие к тому, что в пласте образуются оторочки смесей, оценить движение которых можно только при помощи многокомпонентных уравнений модели.

С точки зрения адекватности модели и процесса моделирования наиболее сложная ситуация складывается в случае применения моделей к оценке мероприятий из группы V. Указанные выше зависимости от концентраций реагентов, входящие в описание модели, благодаря которым математическая модель может отследить эффект по увеличению коэффициента нефтеизвлечения, достаточно трудно идентифицировать. Это связано с двумя причинами. Первая обусловлена сложностью математического описания физико-химических процессов, связанных с применением реагентов. Вторая обусловлена сложностью организации процесса идентификации по фактически проведенным экспериментам. Исходя из сказанного, оценка эффекта от мероприятий из группы V является наиболее грубой.

Во второй главе предложена технология построения геологических моделей с использованием стохастических методов с учетом особенностей геологического строения объекта. Показаны отличия от детерминистического подхода.

1. Построение трехмерной каркасной модели для выбора оптимального шага по вертикали, предлагается использование геолого-статистического разреза;
2. Построение скважинной модели.
3. Построение литологических моделей, основанных на разных трендовых данных.

4. Построение петрофизической модели, критерием достоверности которой является статистическое распределение параметров по скважинам и трехмерному распределению.

Стохастическое моделирование с использованием трендов позволяет получить значения параметров в соответствии с заданными тенденциями, представленными в виде поверхностей или линий. В противоположность интерполяции, моделирование с использованием трендов не использует в процессе моделирования скважинные данные. Однако используемые тренды могут быть получены из скважинных данных. В некоторых случаях для моделирования изменений петрофизических параметров в различных типах пород используют разные тренды.

Результаты стохастического моделирования могут в большей степени соответствовать реальным условиям, чем результаты детерминистического моделирования.

Предложена методика построения карт выработки пластов на основе результатов моделирования с использованием карт текущей нефтенасыщенной толщины.

При построении гидродинамической модели происходит взвешивание параметров, что не дает возможности наблюдать процесс изменения нефтенасыщенных толщин. Однако известно, что при вытеснении нефти водой в результате действия капиллярно-гравитационных сил промывается нижняя часть пласта, нефть же остается в купольной части. То есть нефтенасыщенность в купольной части пласта не меняется, а в нижней части пласта снижается до значения связанной нефти. При планировании различных ГТМ необходимо знать текущую нефтенасыщенную толщину. Поэтому нами предлагается следующая методика расчета текущей нефтенасыщенной толщины для построения соответствующих карт.

Рассмотрим весь этот процесс с самого начала, краткая иллюстрация которого представлена на рисунке 1. Для взвешивания параметров по толщине пласта используется следующая формула:

$$SO_H^B = \frac{SO_H}{h_n} h_n \Rightarrow h_n = \frac{SO_H^B h_n}{SO_H}, \quad (1)$$

где: SO_n^0 — взвешенная по продуктивной толщине начальная нефтенасыщенность,

SO_n — начальная нефтенасыщенность в нефтяной части пласта,

h_n — начальная нефтенасыщенная толщина,

h_n — толщина пласта.

Если принять предположение, что нефтенасыщенность в нефтяной части пласта не меняется, а происходит уменьшение уровня нефти по мере вытеснения, то нефтяная часть пласта может обводниться максимум до остаточной связанной нефтенасыщенности SO_c . На любой момент времени, отличный от начального, получим распределение нефтенасыщенности, представленное на рисунке 1. Это состояние может быть выражено следующей формулой:

$$SO_T^0 h_n = SO_n h_T + SO_c h_c, \quad (2)$$

где SO_T^0 — взвешенная по продуктивной толщине текущая нефтенасыщенность,

SO_c — связанная нефтенасыщенность в нефтяной части пласта,

h_T — текущая толщина пласта насыщенного подвижной нефтью,

h_c — текущая толщина пласта насыщенного связанной нефтью.

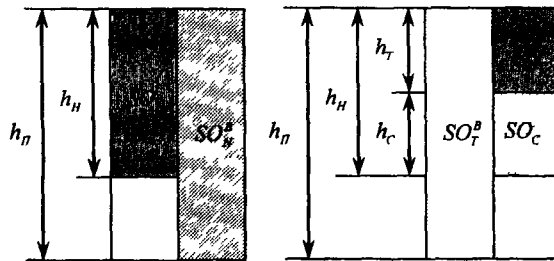


Рисунок 1 – Начальное и текущее распределение нефтенасыщенности в пласте

В полученной зависимости имеется две неизвестные переменные, одна из которых искомая текущая подвижная нефтенасыщенная толщина h_T и текущая связанная нефтенасыщенная толщина нефти h_c . Для решения уравнения необходима еще одна зависимость, которую получим из нефтенасыщенных толщин:

$$h_H = h_r + h_c$$

Выразим отсюда значение $h_c = h_H - h_r$, подставим в уравнение (2) и получим:

$$SO_r^B h_H = SO_H h_r + SO_c (h_H - h_r),$$

или:

$$SO_r^B h_H = SO_H h_r + SO_c h_H - SO_c h_r. \quad (3)$$

Уравнение (3) может быть решено:

$$\begin{aligned} SO_r^B h_H &= (SO_H - SO_c) h_r + SO_c h_H, \\ SO_r^B h_H - SO_c h_H &= (SO_H - SO_c) h_r, \\ h_r &= \frac{SO_r^B h_H - SO_c h_H}{SO_H - SO_c}. \end{aligned} \quad (4)$$

Подставляя (1) в (4), получим:

$$h_r = h_H \frac{SO_H SO_r^B - SO_c SO_H^B}{SO_H (SO_H - SO_c)}. \quad (5)$$

В случае, если пласт модели состоит из коллектора и неколектора, а доля коллекторов определяется коэффициентом песчаности NTG , и пласт разбит в модели на пропластки, получим следующую формулу:

$$h_r = \sum_{i=1}^n h_r^i = \sum_{i=1}^n h_n^i NTG_i \frac{SO_H (SO_r^B)^i - SO_c (SO_H^B)^i}{SO_H (SO_H - SO_c)}, \quad (6)$$

где h_r^i — толщина нефтенасыщенной части пропластка i ,

NTG_i — доля коллектора пропластка i ,

$(SO_H^B)^i$ — взвешенная по продуктивной толщине начальная нефтенасыщенность пропластка i ,

$(SO_r^B)^i$ — взвешенная по продуктивной толщине текущая нефтенасыщенность пропластка i ,

h_n^i — толщина продуктивной части пласта пропластка i ,

n — количество продуктивных пропластков.

На основании формулы (6) можно построить карты остаточных нефтяных толщин как для пласта, так и для горизонта на любой момент времени, рассчитанный в модели.

Для построения карт выработки воспользуемся картами начальной и текущей нефтенасыщенности. Определим выработку как долю текущих нефтенасыщенных толщин от начальных. Расчет будем производить по формуле:

$$V = \frac{h_T}{h_H}. \quad (7)$$

В невыработанных зонах получим значения, близкие к 1, в выработанных - близкое к 0.

Построенные карты выработки и остаточных нефтенасыщенных толщин при составлении программы ГТМ послужили основой для адресного применения мероприятий в зонах наибольшей концентрации остаточных запасов нефти.

На основе данных геофизических исследований скважин и результатов гидродинамических расчетов предложена методика выделения гидродинамически «обособленных» глинистых зон с остаточными запасами.

На разрабатываемых месторождениях нефти количество разрезов продуктивных пластов, охарактеризованных керном, мало и явно недостаточно для установления литотипов-коллекторов и их изменчивости по разрезу и площади залежи. Альтернативой кернавым данным в такой ситуации является метод электрометрической геологии, который по форме каротажных кривых (самопроизвольной поляризации и гамма-каротажа) позволяет провести типизацию разрезов по фациальному признаку и трассировании зоны развития пород-коллекторов какой-либо одной фациальной принадлежности по латерали с примерно сходными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что было предложено исследователями Зариповым О.Г., Архиповым С.В., Соничым В.П., Косом И.М.

Характер взаимодействия петрофизических и геофизических исследований показывает, что эти виды каротажа достаточно объективно отражают литолого-петрофизические свойства пород-коллекторов разреза. Установлены достоверные зависимости пористости и проницаемости коллекторов с количеством песчаных фракций, степенью отсортированности обломочных зерен, между радиоактивностью и глинистостью коллекторов. Эти связи достаточно

тесные, значимость их доказана на примере ряда нефтяных месторождений мира.

На основании кривых гамма-каротажа рассчитан коэффициент глинистости, который, изменяясь от 0 до 1, описывает глинистость пласта от песка до глины. По скважинным данным построен куб коэффициента глинистости. Из полученного куба были построены осредненные карты коэффициента глинистости по пластам или горизонтам. По картам и кубу выделены песчаные геологические тела, определены группы скважин по каждому геологическому телу. По результатам расчетов на гидродинамической модели были построены карты остаточных нефтенасыщенных толщин.

На основании карт глинистости и остаточных нефтенасыщенных толщин объект разработки был разделен на участки проектирования ГТМ. В результате размельчения объекта на участки получено 15 участков воздействия МУН по Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения.

В третьей главе произведена оценка эффективности геолого-технологических мероприятий при их проектировании, выбраны наиболее эффективные при одновременном их внедрении на конкретном объекте разработки. Получены прогнозные технико-экономические показатели наиболее эффективных вариантов разработки.

Предложена методика использования геолого-технологических моделей для анализа эффективности методов увеличения нефтеизвлечения при одновременном использовании гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт. На основе модели произведено разделение эффектов от одновременно проводимых гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт.

Для проведения анализа процесса разработки была взята Ташлиярская площадь Ромашкинского месторождения. Этот выбор был обусловлен необходимостью улучшения системы разработки опытного участка 2 блока Ташлиярской площади. Участок имел обводненность продукции 94,2%. Ставилась задача снизить обводненность и увеличить отбор нефти, не увеличивая отбор жидкости по сравнению с предыдущим годом. Участок содержит 38 добывающих и 32 нагнетательные скважины, история разработки насчитывает 52 года.

Ташлиярская площадь Ромашкинского месторождения – многопластовый объект. Основные объекты разработки – кыновский и пашийском горизонты. В последнем выделяют 6 пластов: «а», «б₁», «б₂», «б₃», «в», «гд». При корреляции разреза использовались два репера: «аяксы» (кровля кыновских глин) и репер «верхний известняк» (кровля пашийских отложений).

С использованием кривых гамма-каротажа был построен куб глинистости. На основании полученного куба построены осредненные карты коэффициента глинистости по пластам или горизонтам. Пример карты по пласту «Д₁А» Ташлиярской площади приведен на рисунке 2, где ▲ – добывающая скважина, △ – добывающая скважина в циклическом режиме работы, ▼ – нагнетательная скважина.



Рисунок 2 – Распределение коэффициента глинистости по пласту «Д₁А» Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения.

Используя полученные результаты, выделены песчаные геологические тела. Для их выделения задан критерий коэффициента глинистости, равный 4%. После выделения тел определены группы скважин по каждому геологическому телу, что позволило перейти к мероприятиям по скважинам. Для этого построены карты остаточных и промытых толщин нефти (рис. 3). Как видно из карты, подвижные запасы нефти по скважинам находятся в толщинах от одного до двух метров, когда промытая часть по скважинам составляет от

трех до шести метров. Для извлечения нефти из промытых зон возможно применение реагентов, повышающих нефтевытеснение (поверхностно-активные вещества, растворители и др.), т.к. нефтенасыщенность коллектора равна значению связанной нефти. Для определения мероприятий, повышающих охват заводнением, рассмотрена карта течений в геологических телах, полученная по трехмерной модели (рис. 4).

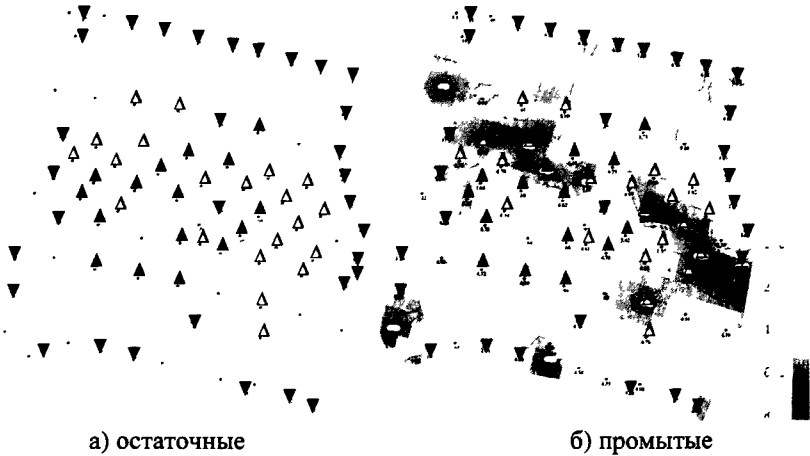


Рисунок 3 – Распределение остаточных и промытых нефтенасыщенных толщин

Принято решение по применению потокоотклоняющих технологий в скважинах, обведенных на рисунке 2 кружочками. Основными применяемыми технологиями стали закачка КДС (коллоидно-дисперсной системы), ЩПК (щёлочно-полимерная композиция), ПДС (полимерно-дисперсная система), ДКМ (СПС на основе эфиров целлюлозы) для блокирования высокопродуктивных пропластков, и НП АВ (неионогенное поверхностно-активное вещество) для отмывания пласта в зоне с большим количеством связанной нефти (на рис. 2 скважина обведена кружочком и перечеркнута).

Кроме третичных методов рассмотрены мероприятия по изменению режимов работы скважин с целью увеличения отборов нефти и уменьшению водосодержания в продукции скважин. На геолого-технологической модели был произведен расчет закачки реагента и изменены режимы работы скважин. Для анализа воздействия произведено моделирование результатов обра-

ботки скважин (рис. 4). В результате проведения мероприятий наблюдается перераспределение потоков жидкости в пласте и снижение зон с большими векторами течения.

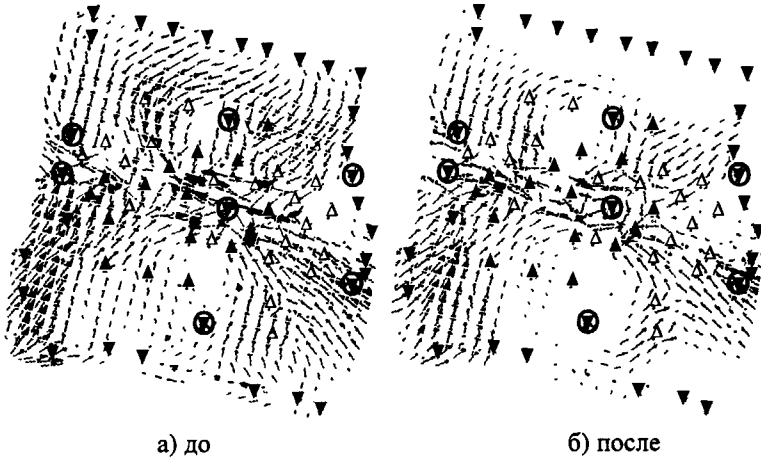


Рисунок 4 – Направления течений до и после применения МУН

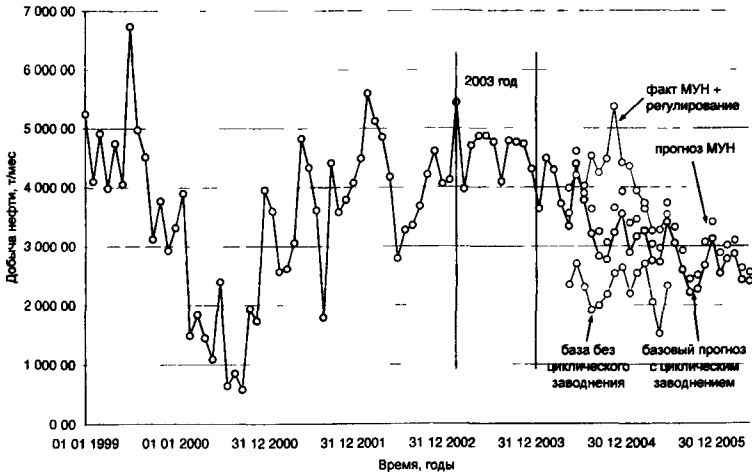


Рисунок 5 – Добыча нефти по участку

Для оценки технологического эффекта в связи с циклическим режимом работы участка произведен расчет базового варианта с помощью трехмерной модели. Для моделирования циклической работы были взяты режимы с предыдущего года, зафиксировав добычу жидкости по скважинам. Проведено

сопоставление базового варианта и варианта с циклическим заводнением, оценен эффект от мероприятия (рис. 5).

Таким образом, используя геолого-технологические модели, выделены геологические тела, определены реагирующие скважины по геологическим телам, направления основных потоков жидкости в пласте. Намечены геолого-технологические мероприятия, произведена оценка их эффективности, подсчитан базовый и прогнозный вариант разработки с применением МУН.

В четвертой главе предложена методика разделения эффекта от одновременно проводимых гидродинамических мероприятий. Результатом является количественная оценка эффекта от проводимых мероприятий.

На основе полученных моделей, решаем задачу оптимизации прогнозируемых дебитов нефти. Для этого возьмем модель нефтяного месторождения и оценим эффективность уже проведенных ГТМ на этом месторождении для возможности оценки дальнейшей стратегии развития разработки этого месторождения. Основные гидродинамические геолого-технологические мероприятия по увеличению нефтедобычи – это:

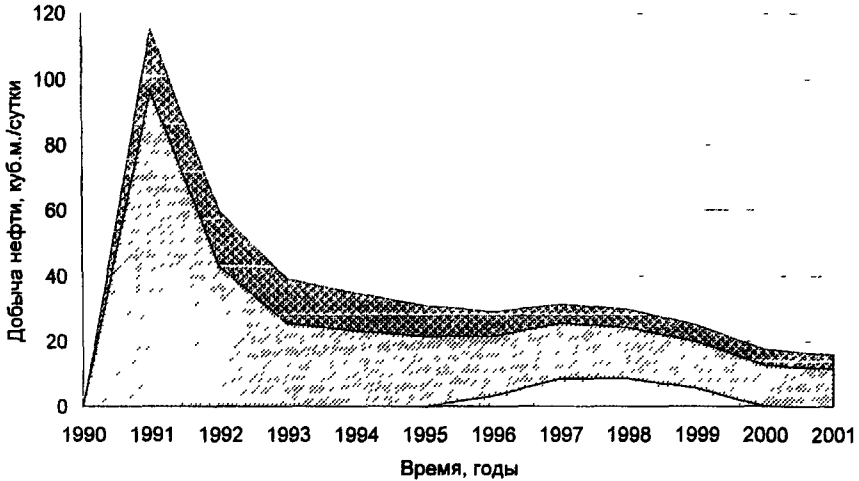
1. бурение новых скважин, т.е. ввод скважин в эксплуатацию;
2. перевод добывающих скважин под закачку;
3. изменение интервалов перфорации;
4. ликвидация скважин (остановка).

Для оценки эффективности проводимых ГТМ произведен анализ по разделению эффектов, который заключается в расчетах вариантов без того или иного мероприятия, после чего проведено обобщение эффекта от мероприятий на этот объект на данной стадии разработки.

Однако для оценки эффективности придется разделить полученный эффект по мероприятиям на количество скважин при этом получим дополнительную добычу в расчете на одну скважину (рис. 6).

Данный метод наглядно показывает эффективность проведенных мероприятий. Наиболее эффективными оказались мероприятия по переводу нагнетательных скважин под закачку и изменение интервалов перфорации. Это объясняется тем, что данные мероприятия кроме прямого имеют псевдо эф-

фект, который получен от других скважин, среагировавших на данные мероприятия.



1) Ввод новых скважин 2) Перевод под закачку 3) Изменение интервалов перфорации

Рисунок 6 – Динамика дополнительной добычи нефти в расчете на одно мероприятие

Произведено выявление зон влияния и реагирующих скважин от проводимых мероприятий в зависимости от изменения поля нефтенасыщенности.

Для наглядного описания методики воспользуемся геологическо-технологической моделью Альметьевской площади. Описание использованной для анализа разработки модели: фонд пробуренных скважин 1112, история разработки 51 год, фонд добывающих скважин 511, фонд нагнетательных скважин 258.

В вариантах разработки предполагается пробурить новые скважины и имеется возможность реанимировать скважины под закачку из консервации. Базовый вариант: на скважинах задается забойное давление на конец истории и рассчитывается дебит. Вариант 1: все новые скважины W1, W2 и W3 вводятся под добычу нефти. Вариант 2: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважина W3 – под закачку воды. Вариант 3: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W3 и W4 – под закачку воды. Вариант 4: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W4 и W5 – под закачку воды. Все вариан-

ты имеют ограничения на остановку скважин, по обводненности 98%, минимальный дебит нефти 0,58 куб.м./сут.

Рассчитаем дополнительную добычу нефти по вариантам. Наиболее наглядно эффективность можно оценить по следующей диаграмме: суммарную дополнительную добычу всех вариантов принимаем за 100% на всем временном интервале (рис. 7). Занимаемые площади показывают долю дополнительной добычи нефти и воды варианта от суммарного отбора жидкости, продолжительность положительного эффекта от проведенного мероприятия.

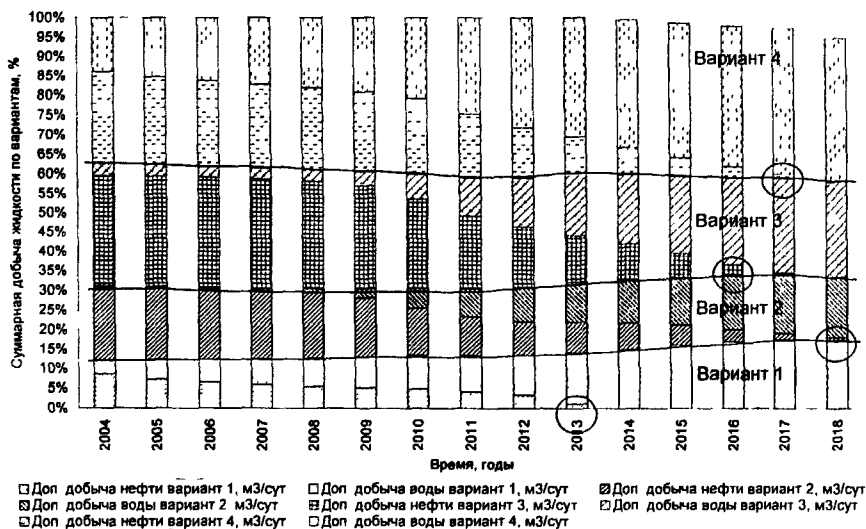


Рисунок 7 – Диаграмма эффективности вариантов прогнозной разработки по критерию добыча нефти-воды по участку в целом

На основе рассчитанных прогнозов произведен расчет изолиний нефтенасыщенности (рис. 8). Выделив области изменения изолиний, получим области влияния скважин, на основании которых выделим скважины, среагировавшие на проведенные мероприятия. Вариант 1 имеет самую большую зону влияния, но степень изменения контуров нефтенасыщенности небольшая. Зона влияния варианта 2 меньше, но изменение контуров нефтенасыщенности сильное. Площадь влияния варианта 3 близка к варианту 2, но выработка коллекторов больше. Вариант 4 имеет сопоставимую площадь дренирования с

вариантами 2 и 3 при неплохой выработке коллекторов, но эффект от работы скважины W5 не наблюдается, что приводит к увеличению отборов воды.

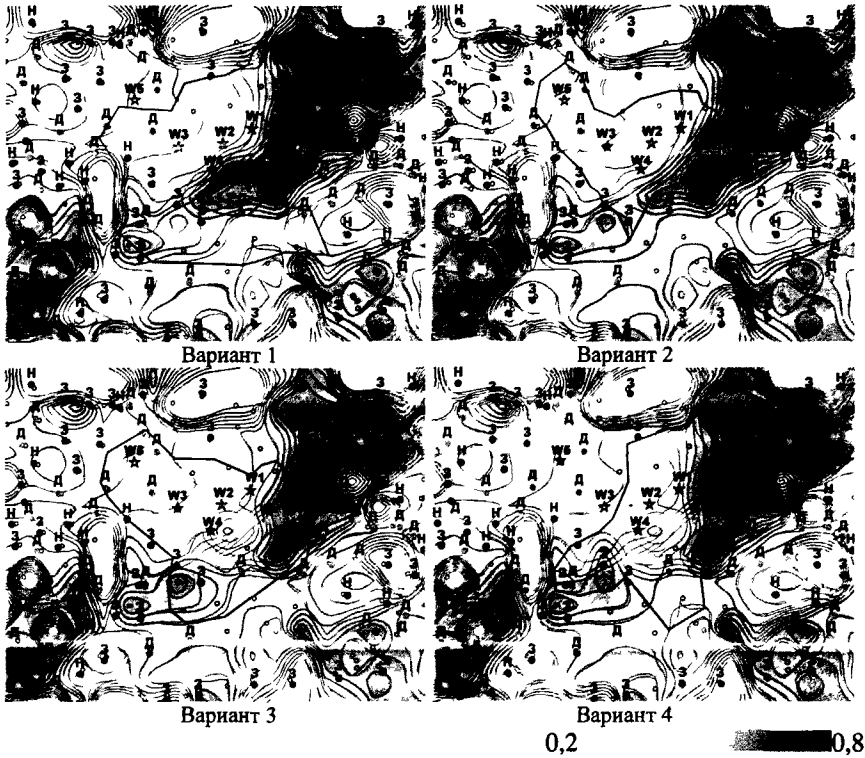


Рисунок 8 – Распределение остаточной нефтенасыщенности на 2030 год, красные линии – контура базового варианта, синяя линия – граница зоны реагирования

Из полученных результатов видно, что благодаря мероприятиям получены увеличения добычи нефти и пропорциональный рост добычи воды с последующим выбытием обводнившихся скважин. Вариант 3 – максимальная добыча нефти и эффект до 2017 года, но большая обводненность. Вариант 2 – максимальная эффективность, но средняя дополнительная добыча нефти и наименьшая обводненность по сравнению с другими вариантами. Расчет по второму варианту можно считать максимально эффективным по обводненности. Однако, по всем вариантам видно, что эффект от мероприятий с вводом новых скважин сохраняется не более 15 лет. Поэтому необходимо постоянное

планирование и проведение новых мероприятий для поддержания отборов нефти.

Определены дебиты по скважинам и по участку в целом, зоны влияния проводимых мероприятий при малых временных затратах на проведение расчетов. Получены вероятные сценарии доразработки участка нефтяного месторождения.

Основные выводы

1. На основе анализа методик оценки эффективности геолого-технологических мероприятий установлено, что геолого-технологическая модель нефтяного месторождения как инструмент более достоверна по сравнению с характеристиками вытеснения.

2. Разработана классификация множества геолого-технологических мероприятий по стимуляции скважин на пять основных групп с учетом особенностей математического описания метода их воздействия.

3. Предложена методика построения геологических моделей с использованием стохастических методов с учетом результатов адаптации описания особенностей геологического строения объекта. Показаны отличия предложенной методики от детерминистического подхода.

4. Предложена методика построения карт выработки пластов на основе результатов моделирования с использованием значений текущей нефтенасыщенной толщины.

5. Предложена методика выделения гидродинамически «обособленных» глинистых зон с остаточными запасами на основе данных геофизических исследований скважин и результатов гидродинамического моделирования.

6. Произведена оценка эффективности основных гидродинамических методов воздействия на пласт, выбраны наиболее эффективные при одновременном их внедрении на конкретном объекте разработки. Получены прогнозные технико-экономические показатели наиболее эффективных вариантов разработки.

7. Предложена методика применения геолого-технологических моделей для анализа эффективности методов увеличения нефтеизвлечения при одновременном использовании гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт. На основе модели произведено разделение эффектов от одновременно проводимых гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт.

8. Произведено выявление зон воздействия от проводимых мероприятий в зависимости от изменения поля нефтенасыщенности и группирование скважин по зонам воздействия.

Список основных опубликованных работ по теме диссертации

1. Диков В.И., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Фазлыева А.Р. Разработка методических подходов к 3D моделированию площадей Ромашкинского месторождения с применением средств Stratamodel и Desktop-VIP // Нефть Татарстана. – 2000. – № 1. – С.51-54.
2. Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Диков В.И., Фазлыева А.Р. Особенности 3D моделирования Чишминской площади Ромашкинского месторождения // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 2000. – С.167-173.
3. Разживин Д.А., Логинова Т.Г., Насыбуллин А.В., Диков В.И. Особенности 3D моделирования Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 2000. – С.178-186.
4. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И., Программный комплекс Inner Gaze – инструмент для визуализации и анализа 3D моделей // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 2000. – С.187-191.
5. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И. Опытная и промышленная эксплуатация 3D моделей на основе программного комплекса Inner Gaze // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 2000. – С.192-196.

6. Абдулмазитов Р.Г., Диков В.И., Разживин Д.А., Салихов И.М. Использование 3Д моделей для анализа эффективности вариантов разработки перспективных участков площадей Ромашкинского месторождения // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. – Казань: «Экоцентр». – 2000. – Т.2. – С.42-49.
7. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И., Никоваев А.В. Программный комплекс Inner Gaze – инструмент для визуализации и анализа 3Д геологических и гидродинамических моделей // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. – Казань: «Экоцентр». – 2000. – Т.2. – С.221-224.
8. Воронцова Г.Н., Свиридова Л.Н., Кузнецова А.А., Разживин Д.А., Даровских Л.А. Особенности разработки Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения // Нефть Татарстана. – 2001. – №3. – С.16-18.
9. Диков В.И., Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Лифантьев А.В. Состояние разработки и перспективы внедрения 3Д геолого-технологических моделей площадей Ромашкинского месторождения // Георесурсы. – 2001. – № 4. – С.10-11.
10. Разживин Д.А. Геолого-технологическая модель – основа оптимизационной задачи при прогнозировании добычи нефти // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений республики Башкортостан: Сборник тезисов докладов научно-практической конференции, посвященной 70-летию башкирской нефти. – Ишимбай. – 2002. – С.97-98.
11. Разживин Д.А. Использование геолого-технологических моделей при создании проектов разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2002. – №3. – С.38-39.
12. Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Фазлыева А.Р., Абдулмазитов Р.Г. Решение оптимизационных задач, способов и методов разработки на основе трехмерной геолого-гидродинамической модели // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных тех-

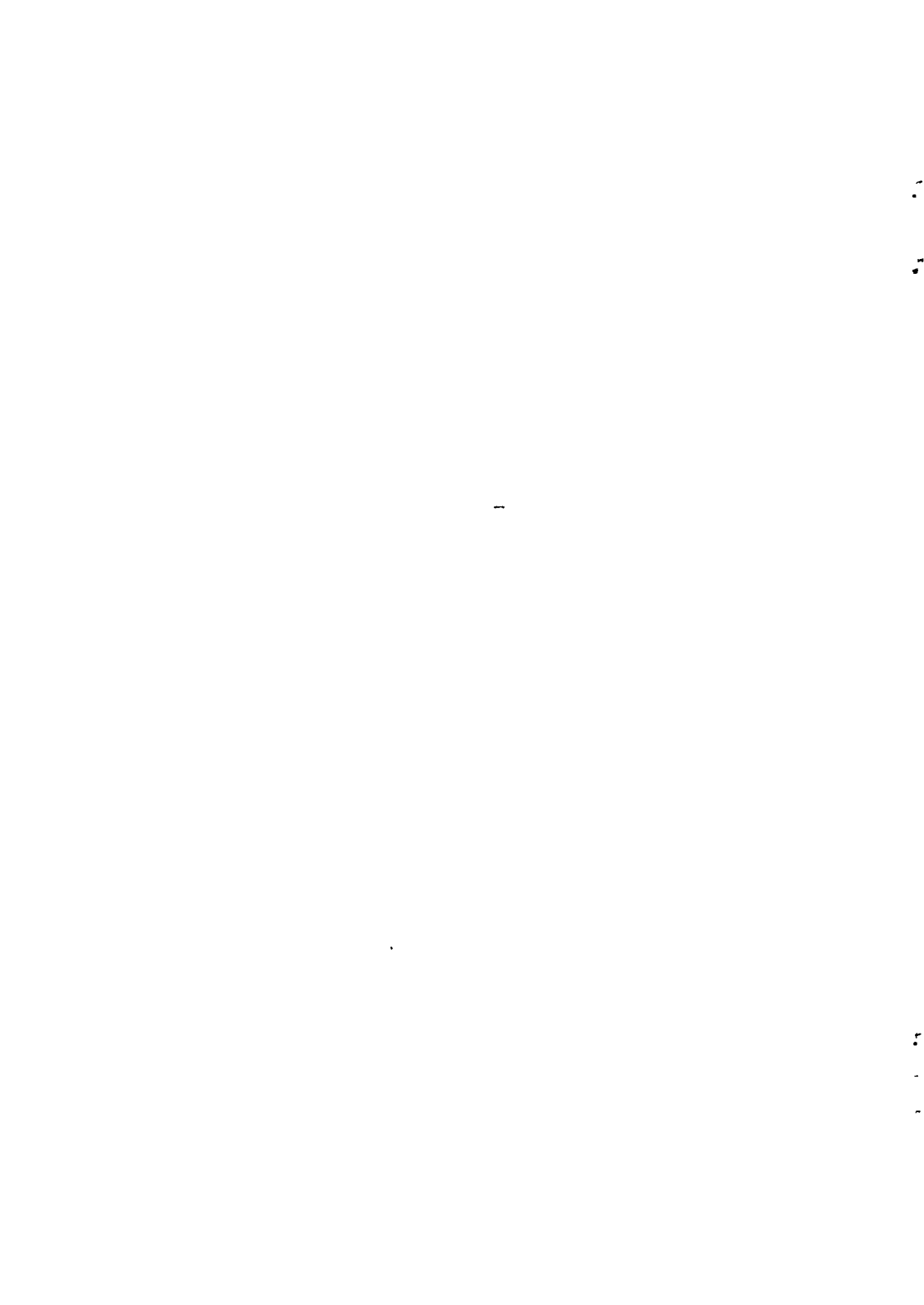
нологий нефтеизвлечения: Труды науч. практич. конф., посвящ. 10 летию АН РТ. – Казань. – 2002. – С.91-99.

13. Насыбуллин А.В., Даровских А.А., Абдулмазитов Р.Г., Разживин Д.А. Некоторые результаты моделирования карбонатных коллекторов на примере пилотного участка 302-303 залежей // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: Труды науч. практич. конф., посвящ. 10 летию АН РТ. – Казань. – 2002. – С.295-302.
14. Разживин Д.А., Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г. Разделение эффектов мероприятий на основе 3Д геолого-технологической модели // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти: Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – Казань. – 2003. – С.702-705.
15. Разживин Д.А., Абдулмазитов Р.Г. Выявление геологических тел по трехмерной модели объекта разработки для проектирования МУН // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №10. – С.51-53.
16. Разживин Д.А. Геолого-технологическая модель как основа для проектирования методов нефтеотдачи пластов // Проблемы геологии и разработки трудноизвлекаемых запасов в терригенных и карбонатных коллекторах: Сборник тезисов семинара молодых специалистов секции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» ОАО «Татнефть». – Бугульма. – 2005. – С.25-27.

1
2
3

—

4
5
6



1
2
3

4
5

6

7

8

9

№ 19928

РНБ Русский фонд

2006-4

17101

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
Института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»

Подписано в печать 21.10.2005 г.

Заказ № 132 Тираж 100 экз.