

На правах рукописи

Назаров Андрей Владимирович

**РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17

Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Ухта 2012

Работа выполнена в филиале общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

Научный консультант – доктор технических наук, профессор **Закиров Сумбат Набиевич**

Официальные оппоненты:

Бузинов Станислав Николаевич – доктор технических наук, профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», центр подземного хранения газа, главный научный сотрудник

Хайруллин Мухамед Хильмиевич – доктор технических наук, профессор, Институт механики и машиностроения КНЦ РАН, заведующий лабораторией

Ружин Леонид Михайлович – доктор технических наук, Ухтинский государственный технический университет, кафедра РЭНГМиПГ, профессор

Ведущая организация – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина (г. Москва)

Защита состоится «14» декабря 2012 года в 10-00 на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан 14 октября 2012 года.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат технических наук,
профессор



Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность тематики исследований. Нефтегазовая отрасль промышленности является важнейшей для нашей страны. Она представлена более чем двумя тысячами месторождений нефти и газа. Каждое месторождение, в свою очередь, насчитывает от одной до 50 разнохарактерных залежей природных углеводородов. При этом любая залежь в чем-то уникальна по своим параметрам, запасам, геологическому строению. Поэтому к их освоению, проектированию процесса разработки требуются свои, специфические подходы. Этим объясняется творческая направленность проектной работы в нефтегазовом недропользовании.

Наступившая эра 3D компьютерного моделирования, с одной стороны, вооружила проектировщиков соответствующими программными комплексами, облегчающими составление проектных документов на разработку месторождений нефти и газа. С другой стороны, эти программные комплексы не вседоступны по цене, что предопределило негласные факты нарушения прав интеллектуальной собственности. При этом современные компьютерные программы не являются абсолютно универсальными. Кроме того, они, естественно, не претендуют на роль носителей искомым технологий разработки и соответствующих технологических решений.

Сказанное не могло не отразиться на особенностях научной и проектной деятельности соискателя в течение последних почти тридцати лет.

- Исследовательские работы теоретического плана были продиктованы геолого-промысловыми особенностями рассматриваемых автором месторождений нефти и газа.
- Они позволили (и заставляли) создавать различные программные комплексы (в соавторстве с учениками и коллегами) до и в процессе появления на отечественном рынке, в основном, зарубежных компьютерных программ.
- Именно они были использованы при составлении многочисленных проектных документов, а также при обосновании нетрадиционных технологических решений. При этом сопоставительные расчеты на тестовых примерах подтвердили достоверность созданных программ.

Таким образом, актуальность выполненных исследований изначально и целиком была продиктована потребностями практики разработки, в значительной мере, месторождений газа и нефти Тимано-Печорской провинции, и теми условиями, в которых приходилось создавать соответствующие проектные документы.

Цель работы. Создание и внедрение новых и совершенствование существующих алгоритмов и методов математического моделирования процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений, а также поиск возможностей увеличения компонентоотдачи пласта.

Основные задачи исследований.

1. Разработать математическую модель многофазной фильтрации ненасыщенных углеводородных систем и оптимизировать расчетные алгоритмы.
2. Разработать методику распределения заданного отбора газа по группе добывающих скважин с учетом особенностей системы обустройства промысла.
3. Разработать алгоритм, позволяющий находить распределение дебитов газа по эксплуатационному фонду скважин в период постоянной добычи, удовлетворяющее заданному критерию оптимальности. Оценить возможность увеличения извлечения жидких углеводородов путем соответствующего перераспределения отборов по скважинам.
4. Создать трехмерную трехфазную модель фильтрации в среде с двойной пористостью. Усовершенствовать методики прогноза разработки месторождений природных углеводородов с трещиновато-пористыми коллекторами.
5. Создать математическую модель скважины и усовершенствовать методики интерпретации результатов исследования скважины на стационарных и нестационарных режимах фильтрации.
6. Теоретически обосновать технологии извлечения ретроградного конденсата на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений из техногенных конденсатных оторочек на основе изучения процессов гравитационного перераспределения ретроградного конденсата.

Научная новизна. По мнению автора, она заключается в следующем.

1. Сформулирована задача для математической модели трехмерной трехфазной фильтрации в условиях ненасыщенности углеводородной системы, предложен и программно реализован алгоритм ее решения; алгоритм и программа апробированы при проектных работах на ряде конкретных месторождений нефти и газа.
2. Осуществлены разработка, алгоритмизация, программная реализация и практическая апробация математической модели 3D многофазной фильтрации флюидов в трещиновато-пористых коллекторах при дискретизации матричных блоков.
Особенностью алгоритма является авторский метод решения систем разностных уравнений, позволяющий минимизировать количество выполняемых компьютерных операций.
3. Разработана, программно реализована и апробирована математическая модель 3D трехфазной фильтрации (в цилиндрической системе координат) флюидов к скважине произвольной конфигурации и движения в стволе скважины, в том числе и при нарушении закона Дарси и учете переходных процессов в системе пласт-скважина-поверхностное обустройство. Вслед-

ствие этого программа позволяет интерпретировать результаты гидродинамических исследований скважин, отбора проб в газоконденсатных залежах и залежах легкой нефти.

4. Предложена модель программно реализованного метода расчета течения «меченного» компонента в 3D многофазной постановке с учетом массообмена между фазами. Как следствие, программный комплекс позволяет решать задачи контроля за процессами разработки месторождений нефти и газа, что облегчает процедуры анализа показателей разработки при активном воздействии на продуктивные пласты.

5. Предложены и программно реализованы алгоритмы решения задач регулирования процессов разработки газовых и газоконденсатных месторождений в оптимизационной постановке. Показано, что за счет оптимизации дебитов скважин удастся, например, увеличить текущие отборы конденсата из пласта. При этом авторский алгоритм на каждом временном шаге использует решение фильтрационной задачи в 3D многофазной постановке.

6. Впервые в отечественной практике на основе интерпретации результатов лабораторных экспериментов и 3D многофазных компьютерных исследований обоснована, на уровне патентной новизны, технология извлечения ретроградного конденсата на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений из техногенно формирующихся оторочек конденсата за счет его гравитационной сегрегации.

Основные защищаемые положения.

1. Разработан алгоритм и выполнена программная реализация в гидродинамическом симуляторе «Протей» решения 3D многофазных задач фильтрации в терригенных коллекторах ненасыщенных углеводородных систем.

2. Сформулирована нетрадиционная модель 3D многофазной фильтрации в трещиновато-пористом карбонатном коллекторе, выполнена ее алгоритмизация и программная реализация в гидродинамическом симуляторе «Протей-2».

3. Созданы алгоритмы и выполнена их программная реализация для решения задач исследования скважин, контроля и регулирования процессов разработки газовых и газоконденсатных месторождений в 3D трехфазной, а также оптимизационной постановках.

4. Теоретически обоснована технология вторичной добычи выпавшего в пласте ретроградного конденсата из формирующейся в виде техногенной оторочки за счет гравитационной сегрегации.

5. Все авторские алгоритмы и программы апробированы в проектных документах на разработку более чем двадцати месторождений нефти и газа, а также в исследовательской работе.

Практическая значимость работы и внедрение результатов исследований. Выполненная работа, с точки зрения автора, решает важную научно-практическую проблему повышения эффективности проектирования, научного сопровождения и анализа процессов разработки крупных по запасам, сложных по углеводородному составу и геолого-физическим условиям залегания и свойствам флюидов нефтегазоконденсатных месторождений.

Созданные расчетные алгоритмы решения фильтрационных задач в 3D многофазной постановке доведены до уровня программной реализации. Соответствующие комплексы программ прошли соответствующую аттестацию в рамках ЦКР Роснедр. При этом большая часть созданных программных комплексов не имеют аналогов за рубежом и в стране.

Созданные алгоритмы и компьютерные программы использованы автором, совместно с учениками и коллегами, в проектных работах более чем по двадцати месторождениям газа и нефти Тимано-Печорской провинции и других регионов. В число месторождений входят Вуктыльское, Астраханское, Западно-Соплесское, Югидское, Печорокожвинское, Печорогородское и другие.

Теоретические и прикладные результаты исследований используются автором в преподавательской деятельности (по совместительству) на кафедре РЭНГМиПГ Ухтинского государственного технического университета в течение последних 20 лет (на уровне лекций, курсового и дипломного проектирования, руководства аспирантами).

Апробация работы. Основные положения, вошедшие в диссертационную работу, докладывались на отраслевых совещаниях НТС и Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО "Газпром", заседаниях НТС ООО "Севергазпром" и ООО «Газпром переработка», ученых советов ВНИИГАЗа и его ухтинского филиала, а также на российских и международных конференциях, в частности:

- X Губкинские чтения (Москва, МИНХ и ГП им. И.М.Губкина, 1987);
- III Всесоюзный семинар "Современные проблемы теории фильтрации" (Москва, ИПМ АН СССР, 1989);
- Международный симпозиум по вопросам разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами (Варна, 1990);
- Первый международный конгресс "Новые высокие технологии для нефтегазовой промышленности и энергетики будущего" (Тюмень, 1996);
- Научно-техническое совещание РАО "Газпром" "Обсуждение проблем повышения достоверности оценки запасов, полноты извлечения ресурсов газового конденсата на месторождениях РАО "Газпром" (Москва, ВНИИГАЗ, 1997);
- Научно-практическая конференция, посвященная 30-летию предприятия "Севергазпром". (Ухта, филиал ВНИИГАЗа "Севернипигаз", 1998);

- 2-ая Региональная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения)» (Ухта: УИИ, 1999);
- V Ежегодное координационное геологическое совещание ОАО «Газпром»: (Москва, ВНИИГАЗ, 1999);
- конференция «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Поиски, разведка и освоение месторождений» (Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 1999);
- Научно-практическая конференция преподавателей и аспирантов на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Ухтинского государственного технического университета (Ухта, УГТУ, 2001);
- Научно-практическая конференция VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия-2001» «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов-теория и практика их применения» (Казань, 2001);
- Научно-практическая конференция «Проблемы эффективного освоения природных ресурсов в условиях рынка» (Ухта, 2001);
- Научно-практическая конференция (Москва, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003);
- Форум исследователей скважин «Современные гидродинамические исследования скважин. Разбор реальных ситуаций» (Москва, РАГС при Президенте РФ, 2003);
- Научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии» (Уфа, ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2008);
- Международная научно-практическая конференция "Международный опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений углеводородов» (Москва, ВНИИГАЗ, 2008);
- Семинар «Рассохинские чтения» (Ухта, УГТУ, 2010);
- Межрегиональный семинар «Рассохинские чтения» (Ухта, УГТУ, 2011).

Публикации. Основные результаты диссертации отражены в 62 опубликованных работах, в том числе одном патенте, одной монографии и четырех брошюрах. Двенадцать работ помещены в изданиях, предусмотренных ВАК РФ для опубликования основных результатов докторских диссертаций.

Работа выполнена автором в отделе центра «Разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» филиала ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения. Общий объем работы составляет 430 страниц, в том числе 44 таблицы, 204 рисунка и список литературы из 477 наименований.

Благодарности. Автор особо признателен своему учителю доктору технических наук профессору Закирову С.Н. за большую помощь в процессе совместной работы по решению проблем, рассматриваемых в диссертации.

Автор выражает благодарность Т.И.Богданович, А.И.Брусиловскому, М.А.Гильфанову, Н.А.Гужову, Е.М.Гурленову, Н.В.Долгушину, И.С.Закирову, Э.С.Закирову, А.В.Кашубе, И.Н.Кочиной, Т.Г.Ксенз, В.М.Максимову, М.М.Максимову, Г.В.Петрову, Э.В.Северинину, Б.Е.Сомову, Р.М.Тер-Саркисову, Н.Н.Трегуб, М.И.Фадееву, А.Н.Щукину и сотрудникам отдела ЦРЭМПГиБС филиала за помощь в проведении исследований, ценные советы и консультации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложена актуальность тематики диссертации, цель работы, основные задачи и методы исследований, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость диссертационной работы.

В первой главе проведен анализ предшествовавших исследований в области численной гидродинамики, оптимизационных алгоритмов и методов повышения компонентоотдачи. В частности, рассмотрены вопросы аппроксимации уравнений течения, методов решения разностных уравнений, методов оптимизации добычи углеводородного сырья, подходов к моделированию течения флюида в среде с двойной пористостью и возможностей повышения компонентоотдачи на разных стадиях разработки месторождений.

Среди отечественных ученых выделяются работы Абасова М.Т., Алиева З.С., Андреева О.Ф., Баренблатта Г.И., Басниева К.С., Брусиловского А.И., Бузинова С.Н., Васильева Ю.Н., Гриценко А.И., Дмитриевского А.Н., Долгушина Н.В., Ермилова О.М., Ермолаева А.И., Желтова Ю.В., Закирова С.Н., Зотова Г.А., Кондрата Р.М., Крылова А.П., Курбанова А.К., Лапука Б.Б., Лейбензона Л.С., Минского Е.М., Мирзаджанзаде А.Х., Нанивского Е.М., Оруджалиева Ф.Г., Перепеличенко В.Ф., Рассохина Г.В., Розенберга М.Д., Савченко В.П., Сомова Б.Е., Тер-Саркисова Р.М., Хейна А.В., Чарного И.А., Ширковского А.И., Шмыгли П.Т. Предшествующие диссертации исследования связаны также с публикациями Aziz K., Behie A., Bleakley W.B., Breaster C., Coats K.H., De Swaan A.O., Katz D.L., Kazemi H., Lefevr du Pray E.J., Muskat M., Najurieta H.L., Odeh A.S., Peaceman D.W., Peng C.P., Pollard P., Root P.J., Saidi A.M., van Golf Racht T.D., Warren J.E., Williamson A.S., Yamamoto R.H.

Вторая глава посвящена вопросам моделирования 3D трехфазного трехкомпонентного течения, уравнения которого в дифференциальной форме имеют вид

$$\operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot \vec{v}_{\alpha}\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left(m \cdot \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot s_{\alpha}\right) + q^k = 0 \quad (1)$$

α =вода, нефть, газ; k =H₂O, C_{5+в}, C₁₋₄

где ρ_α - плотность фазы “ α ”; \vec{v}_α - скорость фильтрации фазы “ α ”; l_α^k - массовая доля компонента “ k ” в фазе “ α ”; m - пористость; s_α - насыщенность порового пространства фазой “ α ”; q^k - массовая плотность источника (стока) по компоненту “ k ”. Система (1) дополняется замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями.

Задача существенно упрощается при допущении об инертности воды, в этом случае (1) преобразуется

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{div}(\rho_g \cdot \vec{v}_g) + \frac{\partial}{\partial t}(m \cdot \rho_g \cdot s_g) + q^g &= 0 \\ \operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot \vec{v}_{\alpha}\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left(m \cdot (1 - s_g)\right) \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot \sigma_{\alpha} + q^k &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

α = нефть, газ; k = C_{5+в}, C₁₋₄

где σ_α - приведенная насыщенность углеводородной фазой “ α ”,

$$\sigma_n = \sigma = \frac{s_n}{1 - s_g}; \quad \sigma_2 = 1 - \sigma$$

Распространенным подходом в многофазном моделировании является выбор числа компонентов (точнее, фракций) равным числу фаз. Тогда в качестве неизвестных функций пространства-времени принимаются давление и насыщенности фазами. При условии изотермичности процесса, согласно правилу фаз Гиббса, рассматриваемая углеводородная система имеет лишь одну степень свободы. Это означает, что свойства флюидов, входящих в систему (2), зависят только от давления. При перечисленных предположениях система уравнений (2) допускает корректное численное решение, методика получения которого детально представлена. В то же время рассматриваемая модель накладывает ограничение на состав пластовой смеси. А именно: в каждой точке пласта доли каждого из обобщенных компонентов (фракций) должно быть достаточно для образования собственной фазы (т.е. C₁₋₄ - для газовой; C_{5+в} - для нефтяной). Отсутствие одной из фаз приводит к дополнительной степени свободы, что влечет за собой существенное усложнение задачи и необходимость ее решения в композиционной постановке. А это практически исключает возможность применения полностью неявных разностных схем. В результате вышеназванные модели применяются для прогнозных расчетов только к процессам истощения или с заводнения. Причем желательно, чтобы давление насыщения и давление начала конденсации равнялись начальному пластовому давлению.

Для преодоления этого ограничения предлагается выбрать в качестве неизвестных функций системы уравнений (2): $p_n=p$ - давление в фазе “нефть”, s_g - водонасыщенность и ζ - приведенный состав C_{1-4} пластовой углеводородной смеси. Под последним понимается массовая доля C_{1-4} в массе пластовой углеводородной смеси:

$$\zeta = \frac{\sigma \cdot \rho_n \cdot l_n^{1-4} + (1 - \sigma) \cdot \rho_z \cdot l_z^{1-4}}{\sigma \cdot \rho_n + (1 - \sigma) \cdot \rho_z}$$

В случае, если приведенный состав ζ в пластовой углеводородной смеси превышает или равен потенциальному содержанию C_{1-4} в газовой фазе, то есть $\zeta \geq l_z^{1-4}$, то тогда отсутствует углеводородная жидкость и необходимо корректировать массовые доли углеводородных компонентов в газе:

$$l_z^{1-4} = \zeta; \quad l_z^{5+g} = 1 - l_z^{1-4}; \quad \sigma = 0.$$

Если приведенный состав ζ в пластовой углеводородной смеси меньше или равен потенциальному содержанию C_{1-4} в жидкой углеводородной фазе, то есть $\zeta \leq l_n^{1-4}$, то тогда отсутствует газовая фаза и необходимо корректировать массовые доли углеводородных компонентов в жидкой углеводородной фазе:

$$l_n^{1-4} = \zeta; \quad l_n^{5+g} = 1 - l_n^{1-4}; \quad \sigma = 1.$$

Иначе пластовая углеводородная система находится в насыщенном состоянии. Значит приведенный состав ζ таков, что существуют две углеводородные фазы. В этом случае σ находится из уравнения :

$$\sigma = \frac{\rho_z \cdot (l_z^{1-4} - \zeta)}{\rho_n \cdot (l_n^{1-4} - \zeta) + \rho_z \cdot (l_z^{1-4} - \zeta)}$$

Наибольшее изменение претерпевает плотность нефти при переходе пластовой углеводородной смеси из насыщенного состояния в ненасыщенное и наоборот. Если при наличии газа плотность нефти с ростом давления снижается, то после полного растворения газовой фазы нефть ведет себя, как сжимаемая жидкость. Давление P_0 , при котором для данного ζ исчезает газовая фаза, зависит от ζ и находится из уравнения:

$$l_n^{1-4}(P_0) = \zeta$$

Плотность ненасыщенной нефти в зависимости от давления и приведенного состава рассчитывается по формуле:

$$\rho_n(p, \zeta) = \rho_n(P_0(\zeta)) \cdot (1 + \beta(\zeta) \cdot (p - P_0))$$

где β - коэффициент сжимаемости нефти при данном приведенном составе.

Формализация функциональных зависимостей, входящих в разностные уравнения, может осуществляться различными способами. В качестве альтернативных рассмотрены аппроксимация гладкими функциями (полиномами и степенными), а также линейная интерполяция с постоянными шагами по аргументам. Численные эксперименты на тестовых примерах показали следующее:

- расчет матрицы частных производных и правых частей при линейном интерполировании существенно быстрее;
- гладкая аппроксимация нелинейностей не улучшает сходимости вычислительного процесса.

Для нахождения распределения искомых параметров в пласте на каждом временном шаге необходимо решать систему алгебраических уравнений. В численной гидродинамике для этих целей наиболее распространен метод Ньютона, который и реализован в авторском алгоритме.

При наличии достаточно хорошего первого приближения, а его всегда можно получить с предыдущего временного шага и, уменьшая последний, сделать сколь угодно близким к искомому решению, данный итерационный процесс сходится быстро с любой заданной точностью.

Значения искомых переменных на каждой ньютоновской итерации определяются из системы линейных уравнений с матрицей Якоби, которая (система) в силу большой размерности также решается итерационно.

Первым объектом оптимизации становится расчет самой матрицы Якоби, элементами которой являются частные производные разностных уравнений по искомым параметрам. Следует отметить, что численное дифференцирование существенно проигрывает аналитическому.

Значительного сокращения количества операций добиваемся, если избегаем повторного дифференцирования применением правила «только вперед». Для иллюстрации данного подхода ограничимся одномерным однофазным случаем. Разностный аналог уравнения неразрывности для элементарного объема с номером I следует из балансовых соотношений, которые для указанного упрощения имеют вид:

$$M_{I-1/2}^I + M_{I+1/2}^I - \Delta M_t^I - q = F_I = 0,$$

где $M_{I-1/2}^I$ - масса флюида, поступившая в рассматриваемый элемент за время Δt из элемента $I-1$; $M_{I+1/2}^I$, - то же из $I+1$; ΔM_t^I - изменение массы флюида за время Δt в элементе I ; q - отбор флюида за время Δt , F_I - разностный аналог уравнения неразрывности. Расчет слагаемых производится естественным образом:

$$M_{I\pm 1/2}^I = B \cdot h \cdot \frac{k_{I\pm 1/2} \cdot \rho_{I\pm 1/2}}{\mu_{I\pm 1/2} \cdot \Delta x} \cdot (p_{I\pm 1} - p_I) \cdot \Delta t,$$

$$\Delta M_t^I = B \cdot h \cdot \Delta x \cdot [m_I \rho_I - \hat{m}_I \hat{\rho}_I],$$

где B, h - соответственно ширина и эффективная толщина пласта; k - проницаемость; ρ - плотность; μ - вязкость; Δx - длины элементарных объемов; m - пористость. Верхней крышкой отмечены величины с предыдущего временного шага. Отметим, что

$$M_{I-1/2}^I(p_{I-1}, p_I) = -M_{I-1/2}^{I-1}(p_{I-1}, p_I), \quad (3)$$

$$M_{I+1/2}^I(p_{I+1}, p_I) = -M_{I+1/2}^{I+1}(p_{I+1}, p_I), \quad (4)$$

$$\Delta M_t^I = \Delta M_t^I(p_I).$$

Уравнение с номером I для данной ньютоновской итерации запишем в виде

$$C_I \Delta p_{I-1}^{(v+1)} + A_I \Delta p_I^{(v+1)} + B_I \Delta p_{I+1}^{(v+1)} = d_I,$$

где
$$C_I = \frac{\partial F_I}{\partial p_{I-1}} = \frac{\partial M_{I-1/2}^I}{\partial p_{I-1}};$$

$$A_I = \frac{\partial F_I}{\partial p_I} = \frac{\partial M_{I-1/2}^I}{\partial p_I} + \frac{\partial(\Delta M_t^I)}{\partial p_I} + \frac{\partial M_{I+1/2}^I}{\partial p_I};$$

$$B_I = \frac{\partial F_I}{\partial p_{I+1}} = \frac{\partial M_{I+1/2}^I}{\partial p_{I+1}}; \quad d_I = -F_I.$$

Коэффициенты и правая часть уравнения рассчитываются от давлений с предыдущей итерации. Из (3) следует, что C_I и первое слагаемое A_I уже вычислены при расчете коэффициентов предыдущего уравнения, только с противоположным знаком, а (4) указывает на возможность без каких-либо затрат получить C_{I+1} , равное третьему слагаемому A_I со знаком минус, и первое слагаемое A_{I+1} , равное $-B_I$. Количество вычислений по представленной схеме очевидным образом существенно сокращается. При этом важным моментом является запись разностного аналога уравнения неразрывности именно на основе балансовых соотношений, что обеспечивает выполнение равенств (3)-(4): классическая аппроксимация дифференциального уравнения конечными разностями при неравномерных пространственных шагах потребует дополнительных вычислений. Представленные рассуждения естественным образом распространяются на многофазные уравнения в 3D пространстве.

Известно, что на модуль решения систем линейных уравнений на каждой ньютоновской итерации (солвер), приходится основная вычислительная нагрузка. Следовательно, скорость расчета гидродинамической модели определяется тем, насколько рационально реализована именно эта часть программного комплекса.

В общепринятых в литературе обозначениях итерационная процедура имеет вид:

$$\vec{\delta}^{(v+1)} = (A + N)^{-1} \cdot \vec{r}^{(v)}; \quad \vec{p}^{(v+1)} = \vec{p}^{(v)} + \vec{\delta}^{(v+1)}.$$

Отметим, что матрица $A + N$ неизменна для каждой итерации сольвера на рассчитываемой ньютоновской итерации.

Наиболее эффективным методом решения систем линейных уравнений с разреженными матрицами в настоящее время считается итерационный метод неполного гауссова исключения в сочетании с красно-черным упорядочением переменных и процедурой ORTHOMIN.

При использовании полностью неявной разностной схемы метод неполного гауссова исключения реализуется путем матрично-векторных операций соответствующего порядка (например, для трехкомпонентной модели он равен трем). Поэтому в дальнейшем под строкой матрицы понимаем строку из подматриц частных производных разностных аналогов уравнений неразрывности для данного элементарного объема. Считаем, что до J-ой строки все элементы левее главной диагонали обнулены, а сами строки отнормированы. На приведенной ниже схеме E означает единичную матрицу на главной диагонали, звездочка – возможное наличие ненулевых элементов правее главной диагонали. Требуется исключить левые ненулевые элементы строки с номером J, что выполняется строками I, K и L

$$\left(\begin{array}{cccc|c} \dots E^* \dots & & & & r_I'' \\ & \dots & & & \\ & & \dots E^* \dots & & r_K'' \\ & & & \dots & \\ & & & \dots E^* \dots & r_L'' \\ & & & & \\ \dots A_I \dots A_K \dots A_L \dots A_J^* \dots & & & & r_J \\ & \dots & & & \end{array} \right)$$

После исключения ненулевых элементов матрица имеет вид

$$\left(\begin{array}{cccc|c} \dots E^* \dots & & & & r_I'' \\ & \dots & & & \\ & & \dots E^* \dots & & r_K'' \\ & & & \dots & \\ & & & \dots E^* \dots & r_L'' \\ & & & & \\ \dots \dots \dots A_J' \dots & & & & r_J' \\ & \dots & & & \end{array} \right),$$

где A_J' - преобразованный в результате воздействия предыдущих ненулевых элементов элемент главной диагонали, а $r_J' = r_J - A_I \cdot r_I'' - A_K \cdot r_K'' - A_L \cdot r_L''$. Последним действием остается отнормировать строку J: $r_J'' = (A_J')^{-1} \cdot r_J'$, после чего получаем

$$\left(\begin{array}{ccc|c} \dots E^* \dots & & & r_1'' \\ & \dots & & \\ & \dots E^* \dots & & r_k'' \\ & & \dots & \\ & & \dots E^* \dots & r_L'' \\ & & & \dots \\ \dots \dots \dots E^* \dots & & & r_j'' \\ & & & \dots \end{array} \right) .$$

Дополнительные штрихи на матрицах A означают, что они также могут быть преобразованы ненулевыми элементами предыдущих строк, что принципиально не меняет предлагаемого алгоритма.

Продолжая последовательно указанный процесс, матрицу $A + N$ удастся привести к верхнему треугольному виду. Таким образом, преобразование матрицы эквивалентно преобразованию каждого вектора правой части путем вычитания из него конечного числа ранее преобразованных векторов, на которые умножаются соответствующие матрицы с последующим умножением на него обратной матрицы главной диагонали. Следует подчеркнуть, что на каждой сольверовской итерации для данной ньютоновской этот набор матриц неизменен, меняются только вектора невязки в правой части системы. Очевидно, что для обратного хода с получением искомого приращения решения системы набор матриц справа (их наличие символизирует символ «*») также неизменен.

В результате алгоритм итерационного процесса реализуется следующим образом. На данной ньютоновской итерации сначала формально выполняется неполное гауссово исключение с нахождением требуемого набора матриц прямого и обратного хода для каждого вектора правой части. В дальнейшей итерации реализуются с соответствующим расчетом матрично-векторных операций с известными матрицами.

Распределение отборов как по компонентам, так и по стволу скважины, вскрывающему продуктивную толщу, осуществляется неявным образом на основе балансовых соотношений и сформулированного в работе принципа эквивалентности. Данное распределение находится с помощью совместного решения уравнений многофазной фильтрации в пласте (2) и течения флюида по перфорированному участку. Последние из указанных уравнений выведены по аналогии с пластовыми разностными уравнениями в предположении, что в стволе все фазы имеют одинаковую скорость течения. Таким образом, скважинные уравнения в некотором смысле эквивалентны пластовым, в частности – решаются относительно тех же неизвестных (p, s, ζ)

При проектировании и анализе разработки месторождений природных углеводородов встает задача выявления различных особенностей фильтрации пластовых флюидов. Так часто требуется корректное нахождение коэф-

фициентов компонентоотдачи, а следовательно, и оптимального способа разработки залежи. Особое значение это имеет в следующих случаях.

- В месторождении смешанный тип флюидонасыщения пласта, например, газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. Тогда разделение в продукции скважины нефти и конденсата, а также газа из газовой шапки и нефтяной оторочки может оказаться проблематичным, если составы пластового флюида, насыщающего различные участки залежи, отличаются незначительно.

- Способ разработки предполагает использование активных методов воздействия на продуктивную толщу – закачку газа или воды. При проведении закачки воды или газа нагнетаемый агент прорывается к добывающим скважинам. Поэтому нередко требуется идентифицировать долю извлечения рабочего агента, нагнетаемого в какую-либо конкретную скважину (или группу скважин), по сравнению с пластовой водой или пластовым газом.

Для решения поставленной задачи разработана и реализована в виде программного пакета математическая модель течения “меченого” компонента при многофазной фильтрации. В основу математической модели положены дифференциальные уравнения 3D многофазной фильтрации (1):

Принято, что некоторая доля компонента “ k ” каким-то образом помечена. В данном случае под этим понимается следующее: некоторая доля компонента “ k ” в фазе “ α ” метится (виртуально, условно) таким образом, что физико-химические свойства “меченого” компонента “ k ” аналогичны свойствам основного компонента “ k ” в фазе “ α ”. То есть она не оказывает влияния на фильтрацию флюида и массообмен между фазами. Так как выделение интересующей доли компонента “ k ” в фазе “ α ” не затрагивает физической сути основного компонента “ k ” в этой фазе, то число “меченых” компонентов “ k ” ограничивается лишь рамками поставленной задачи.

При математическом моделировании процесса разработки возможны следующие ситуации.

- Применительно к газоконденсатному месторождению с нефтяной оторочкой необходимо отследить распространение и динамику добычи растворенного газа, то “меченый” компонент может быть один – растворенный газ.

- В случае месторождения с несколькими объектами разработки и с гидродинамической связью, требуется найти коэффициенты компонентоотдачи объектов, то количество “меченых” компонентов может быть равно производству числа объектов разработки на число основных компонентов.

- При разработке газоконденсатной залежи с использованием сайклинг-процесса требуется отследить распространение и динамику добычи закачанного газа, в том числе в разные периоды времени. Тогда число “меченых” компонентов равно числу выделенных периодов. Если отслеживается доля газа, закачанного в каждую скважину, то в этом случае число “меченых” компонентов равно количеству нагнетательных скважин.

Обозначим через g_α^j долю “меченого” компонента в общем компоненте “ k ” в фазе “ α ”. Тогда закономерности изменения в пространстве и времени g_α^j описываются уравнением:

$$\operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot g_{\alpha}^j \cdot \vec{v}_{\alpha}\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left(m \cdot \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k \cdot g_{\alpha}^j \cdot s_{\alpha}\right) + q^j = 0, \quad (5)$$

где q^j - массовая плотность источника по “меченому” компоненту.

Уравнение (5) также дополняется начальными и граничными условиями, обеспечивающими замкнутость формулировки задачи.

Предположим, имеется решение системы (1). Это означает, что в пространстве-времени определены все величины, входящие в эти уравнения. Тогда (5) является линейным уравнением относительно долей “меченого” компонента во всех фазах. Как не трудно заметить, число неизвестных g_α^j в уравнении (5) равно числу фаз, в то время как уравнение всего одно. Для нахождения недостающих уравнений поступаем следующим образом. При формализации массообмена компонентом “ k ” между фазами, уравнение (5) расщепляется на систему уравнений фильтрации “меченого” компонента в каждой фазе:

$$\begin{cases} \operatorname{div}(\rho_n \cdot l_n^k \cdot g_n^j \cdot \vec{v}_n) + \frac{\partial}{\partial t}(m \cdot (\rho_n \cdot l_n^k \cdot g_n^j \cdot s_n)) + Q_{ng}^j + q_n^j = 0 \\ \operatorname{div}(\rho_g \cdot l_g^k \cdot g_g^j \cdot \vec{v}_g) + \frac{\partial}{\partial t}(m \cdot (\rho_g \cdot l_g^k \cdot g_g^j \cdot s_g)) - Q_{ng}^j + q_g^j = 0 \end{cases} \quad (6)$$

где “н, г” - фазы нефть и газ; q_α^j - массовая плотность по “меченому” компоненту фазы “ α ”; Q_{ng}^j - массообмен между фазами “меченым” компонентом.

$$Q_{ng}^j = \begin{cases} Q_{ng}^k \cdot g_n^j, & \text{если } Q_{ng}^k > 0 \\ Q_{ng}^k \cdot g_g^j, & \text{если } Q_{ng}^k < 0 \end{cases}$$

где Q_{ng}^k - массообмен между фазами основным компонентом “ k ”, определяется из (1).

$$q_\alpha^j = q_\alpha^k \cdot g_\alpha^j$$

где q_α^k - массовая плотность по основному компоненту “ k ” фазы “ α ”, находится также из (1).

Система уравнений (6) решается теми же методами, что и система (1). При реализации предложенной методики течения “меченого” компонента следует иметь в виду следующее.

- Численная аппроксимация членов в уравнениях (6) должна производиться аналогично аппроксимации в системе уравнений (1). Иначе при интегри-

ровании (6) будет получено неточное решение. Как правило, не соблюдение этого условия приводит к тому, что значения g_{α}^j выходят за пределы отрезка $[0;1]$.

- Если на основании одного основного решения (1) необходимо учесть и рассчитать несколько “меченых” компонентов, то можно сократить число требуемых вычислений. Так как системы линейных уравнений для всех “меченых” компонентов будут отличаться только правыми частями, то используется алгоритм решения системы линейных уравнений, производящий операции над поливекторами правых частей и неизвестных.

Предложенная методика реализует только один аспект математического моделирования течения “меченого” компонента, а именно информативный. Однако есть и другой. Возможна постановка задачи, когда “меченый” компонент влияет на физико-химические свойства фаз, на фильтрацию и массообмен между фазами. Тогда реально решение ряда принципиально других задач:

- построение многокомпонентной модели на основе модели типа “black oil”.
- моделирование заводнения с применением полимеров, поверхностно активных веществ или растворителей.

Это потребует формализации соответствующих зависимостей свойств фаз от долей “меченых” компонентов и совместного решения систем уравнений (1) и (6), что приведет к существенному увеличению требуемого числа операций, а значит и времени расчета.

Разработанная методика течения “меченого” компонента была реализована в виде программного комплекса, что позволило использовать ее при решении реальных задач проектирования и анализа разработки месторождений (Западно-Соплесского, Печорокожвинского, Югидского).

Одно из приложений предлагаемой расчетной методики состоит в прогнозной оценке точности методов контроля за разработкой, в частности, применительно к промышленному контролю за изменением состава добываемой продукции. Эта опция использована при анализе показателей разработки реальных газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции и других регионов, а также для исследования характерных особенностей активного воздействия на пласт с целью доизвлечения углеводородного сырья. Соответствующие примеры применения методики моделирования течения “меченого” компонента приводятся в работе.

В третьей главе исследуются задачи оптимизации показателей разработки залежей газа в период постоянной добычи за счет перераспределения отборов по скважинам при сохранении планового годового отбора без ущерба для условий промышленной подготовки газа. Данная задача особо актуаль-

на для регулирования процесса разработки газоконденсатного месторождения.

Пусть на газовой залежи имеется n эксплуатационных скважин. Запланированный уровень добычи обозначим Q , а уровни отборов по каждой скважине - q_i ($i = 1, \dots, n$). Требуется оптимизировать распределение отборов по скважинам по некоторому суммарному критерию качества. Каждое слагаемое этого критерия для i -ой скважины обозначим φ_i . В общем виде задача сформулируется так:

$$\begin{cases} \varphi_1(q_1) + \dots + \varphi_n(q_n) \rightarrow \text{extr} \\ q_1 + \dots + q_n = Q \end{cases} \quad (7)$$

Формулировка (7) относится к сфере классической задачи динамического программирования. Однако в данном случае отметим два важных момента.

1. На каждую, вообще говоря, величину q_i накладывается ограничение, обусловленное добычными возможностями соответствующей скважины, определяемыми потерями давления в призабойной зоне, стволе скважины и шлейфе, текущим пластовым давлением и условиями подготовки газа на промысле.

2. Даже для непрерывных функций φ задача (7) решается, как правило, в некоторой сеточной области, то есть дискретно. В настоящее время, учитывая почти неограниченные ресурсы оперативной памяти ЭВМ и их высокое быстродействие, данный вопрос перестает быть проблемным.

Следовательно, задача о распределении отборов с целью достижения экстремума по заданному критерию формулируется как оптимизационная: требуется найти распределение отборов газа по эксплуатационному фонду, которое в каждый момент времени обеспечивает экстремум целевой функции при соответствующих ограничениях

$$q_{i\min} \leq q_i \leq q_{i\max} \quad (8)$$

где $q_{i\min}$ - минимально допустимый дебит, который при отсутствии соответствующих ограничений равен нулю, $q_{i\max}$ - максимальный дебит, определяемый добычными возможностями скважины при минимально допустимом давлении на входе в сепаратор.

Данная задача разрешима методом динамического программирования (с использованием функций Беллмана) без учета фактора времени для n скважин. Наиболее простым является, когда аналитические зависимости слагаемых целевой функции аналогичны, например, уравнению притока газа к скважине. В иных случаях значения каждой функции φ_i задаются в табличном виде, а затем интерполируются с помощью кубических сплайнов, широ-

ко применяемых в численном дифференцировании. То же самое можно произвести и с функциями Беллмана. Тогда уравнение критерия оптимальности для каждого искомого значения аргумента является, вообще говоря, квадратным, и найти его решение не составляет труда.

Для произвольных функций разработана методика последовательного измельчения шага, позволяющая получить решение с заданной точностью.

Отрезок $[0; Q]$ разбивается на N равных частей, где N кратно больше n . Экстремальное значение целевой функции находится с шагом (то есть в данном случае точностью) $h^0 = Q/(N-1)$ с помощью функций Беллмана. Обозначим значения аргументов, доставляющих экстремум с вышеуказанным шагом, (q_1^0, \dots, q_n^0) . При достаточно плавном изменении φ , что характерно для рассматриваемой в данном случае проблемы, предположим следующее. Искомое непрерывное решение находится в области $q_i^{\min} \in [q_i^0 - h^0; q_i^0 + h^0]$, $i = 1, \dots, n$. Теперь аналогичная процедура повторяется с шагом $h^1 = 2h^0/(N-1)$, производя измельчение каждого из указанных отрезков. Очевидно, что использованный ранее алгоритм остается неизменным. То есть, при повторении измельчения получается искомое решение со сколь угодно высокой точностью.

Не исключено, что при данном подходе возможны нештатные ситуации, когда $q_i^0 - h^0 < 0$ либо $q_i^0 + h^0$ превышает добывные возможности скважины. Данная проблема решается наложением “штрафных санкций” на φ_i . То есть к указанной функции прибавляется немалый штраф при выходе аргумента за границы допустимых значений. В результате алгоритм дискретного динамического программирования автоматически возвращает аргумент в заданные пределы. Последний вычислительный прием снимает требование, чтобы N было кратно больше n .

В качестве критериев оптимизации рассматриваются три параметра. В первом случае используют уравнения установившегося притока газа к скважине:

$$\varphi_i(q_i) = \Delta p_i^2 = a_i q_i + b_i q_i^2,$$

где Δp_i^2 - разность квадратов пластового и забойного давлений, a_i , b_i - коэффициенты гидродинамического сопротивления, получаемые в результате промысловых исследований скважин на продуктивность.

Тогда задача запишется в следующем виде с учетом ограничения (8):

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2(q_i) \rightarrow \min \\ \sum q_i = Q \end{cases}$$

$$q_{i\min} \leq q_i \leq q_{i\max}$$

Целый ряд отечественных ученых занимались задачами перераспределения добычи газа из месторождения по отдельным скважинам. Однако они исследовались в иной постановке и решались другими методами.

В приводимой же постановке перераспределение отборов по скважинам преследует цель равномерного снижения пластового давления. Такая задача в наибольшей степени представляет практический интерес применительно к разработке газовых месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Второй подход, пригодный как для газовых, так и для газоконденсатных месторождений, основан на максимизации средневзвешенного по отборам пластового давления по группе добывающих скважин. Здесь второй критерий качества записывается в виде

$$\sum_{i=1}^N p_i \cdot q_i \rightarrow \max$$

где p_i – пластовое давление в районе i -ой добывающей скважины.

В настоящее время актуальна проблема увеличения добычи конденсата. Важны соответствующие задачи максимизации добычи конденсата и минимизации его потерь в пласте. Увеличение добычи фракции C_{5+} может быть достигнуто при наибольшей нагрузке на скважины, которые характеризуются более высоким содержанием конденсата в составе добываемой продукции. Поэтому в диссертации рассмотрен третий критерий, основанный на максимизации средневзвешенного по отборам содержания фракции C_{5+} по скважинам:

$$\sum_{i=1}^n C_{5+i} \cdot q_i \rightarrow \max$$

Решение данной задачи оптимизации выполняется на каждый текущий момент времени на основе данных, полученных при решении задачи фильтрации на предыдущем временном слое. Иначе говоря, рассматривается квазистатическая оптимизационная задача на текущий момент времени о распределении отборов по скважинам в соответствии с условиями и ограничениями. Полученные значения дебитов выступают в качестве заданного режима работы добывающих скважин для гидродинамических расчетов на текущий момент времени.

Отметим, что для скважин, имеющих в составе газового потока жидкие углеводороды, уравнения потерь давления в системе сбора соответствующим образом модифицируются.

Методика проведения численных экспериментов показана на блок-схеме (рис. 1).

При таком подходе к решению задач фильтрации углеводородов становится возможным эффективное регулирование процесса разработки.

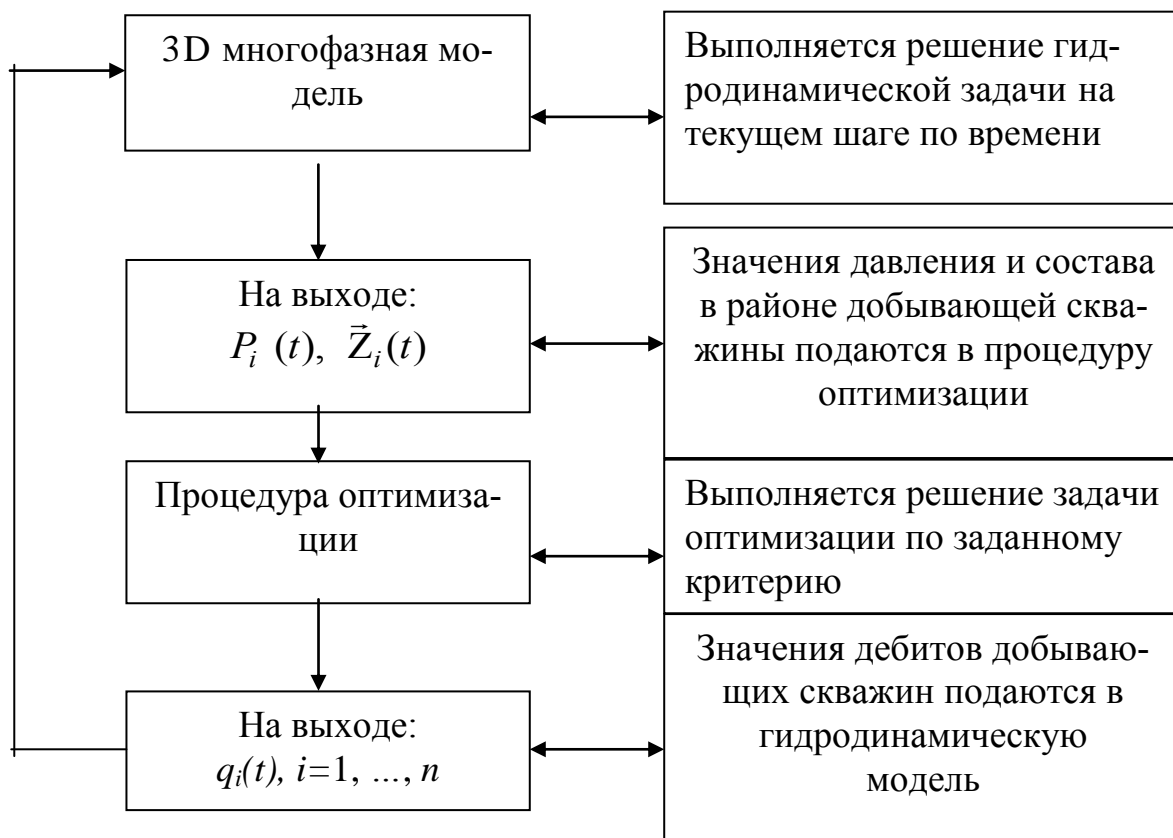


Рис. 1. Методика проведения численных экспериментов

Численные эксперименты проводились для реальных месторождений на основе трехмерной трехфазной математической модели, адаптированной по данным истории разработки.

Проведенные исследования показали, что наиболее предпочтительным с точки зрения компонентоотдачи является третий критерий. Особенно это относится к месторождениям со смешанным характером флюидонасыщения (нефтегазоконденсатным). Установлено, что только за счет перераспределения отборов с обеспечением заданной годовой добычи газа возможно существенное дополнительное извлечение из пласта жидких углеводородов.

Четвертая глава посвящена уточнению уравнений фильтрации в среде с двойной пористостью. Наиболее распространенным для описания фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах является континуальный подход, исходя из которого Г.И.Баренблаттом, Ю.П.Желтовым и И.Н.Кочиной (1960) были сформулированы уравнения течения жидкости. По Г.И.Баренблатту - Ю.П.Желтову, обе среды - система трещин и пористых блоков - рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры среды и движения флюида определяются в каждой точке пласта. Уравнения движения и сохранения массы записываются независимо для каждой среды. Переток флюидов из одной среды в другую учитывается введением функции источника-стока в уравнения сохранения мас-

сы.

С целью снижения фактора дискретности, присущего классической модели, в предлагаемой работе пористые блоки рассматриваются как совокупность N ($N \geq 1$) вложенных сред, давления в которых различаются по величине в гораздо меньшей степени, чем в модели Г.И.Баренблатта – Ю.П.Желтова.

Считаем, что коллектор представляет собой совокупность пористых блоков, имеющих форму куба и разделенных системой трещин (рис. 2).

Единичный блок пористой матрицы разбивается на совокупность N вложенных друг в друга сред, первая из которых граничит с трещиной (рис. 3).

Рассмотрим данный подход применительно к задаче одномерной однофазной фильтрации (плоскопараллельное течение реального газа).

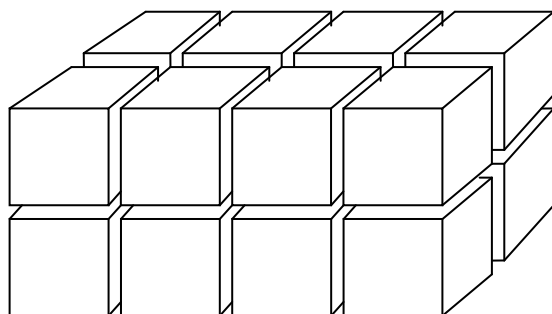


Рис. 2. Схема трещиновато-пористого коллектора

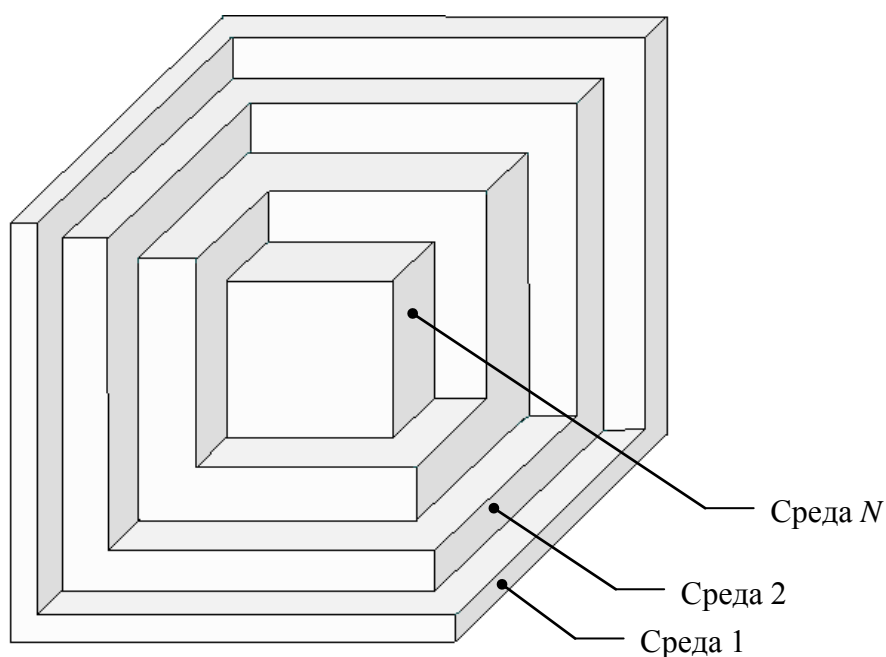


Рис. 3. Схема распределения вложенных сред

Соответствующая система уравнений неразрывности имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial x^0} (\rho^0 \bar{v}^0) + \frac{\partial}{\partial t} (\rho^0 m^0) - Q^{1/2} + q = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho^j m^1) - Q^{j+1/2} + Q^{j-1/2} = 0 \quad j = 1, \dots, N-1 \\ \frac{\partial}{\partial t} (\rho^N m^1) + Q^{N-1/2} = 0 \end{array} \right. \quad (9)$$

где ρ^j - плотность флюида в j -й среде, \bar{v}^0 - скорость фильтрации в 0-й среде (трещине), m^0 - трещинная пористость, m^1 - пористость пористой матрицы, q - массовая плотность источника (стока), $Q^{j+1/2}$ - массовая плотность перетока флюида из среды $(j+1)$ в среду j ($j=0, \dots, N-1$), индекс j задает порядковый номер среды. Индекс $j=0$ соответствует трещине.

В качестве закона фильтрации используется закон Дарси.

После подстановки его в систему уравнений неразрывности исходная система (9) принимает вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial x^0} \left(k^0(x^0) \cdot F^0(p^0) \frac{\partial p^0}{\partial x^0} \right) = m^0 \frac{\partial}{\partial t} (\rho(p^0)) - Q^{1/2} + q \\ m^1 \frac{\partial}{\partial t} (\rho(p^j)) - Q^{j+1/2} + Q^{j-1/2} = 0, \quad j = 1, \dots, N-1, \\ m^1 \frac{\partial}{\partial t} (\rho(p^N)) + Q^{N-1/2} = 0 \end{array} \right. \quad (10)$$

$$F^0(p^0) = \frac{\rho(p^0)}{\mu(p^0)};$$

при начальных и граничных условиях

$$t = 0 \quad p^j = p_{нач}, \quad j = 0, \dots, N$$

$$\left. \frac{\partial p^0}{\partial x^0} \right|_{x^0=0} = \left. \frac{\partial p^0}{\partial x^0} \right|_{x^0=L} = 0$$

где x^0 - пространственная координата, p^j - давление в j -й среде, k^0 - проницаемость трещин, μ - коэффициент динамической вязкости газа, L - длина пласта.

Разностную аппроксимацию системы (10) рациональнее выполнять на основе балансовых соотношений, представленных ранее – тогда коэффициенты пропорциональности, приводящие различные слагаемые к единой размерности, перестают быть «вещью в себе».

Отдельно рассмотрим слагаемое $M^{j+1/2}$, определяющее массообмен между $(j+1)$ -й и j -й средами ($j=1, \dots, N-1$). Переток флюида между двумя последовательно вложенными средами в соответствии с подходом, изложенным выше, находится из соотношения

$$M^{j+1/2} = v^{j+1/2} \cdot \rho^{j+1/2} \cdot S^{j+1/2} \cdot \Delta t,$$

где $S^{j+1/2}$ - площадь контакта между $(j+1)$ -й и j -й средами, определяемая на основе элементарных геометрических рассуждений. При выражении скорости фильтрации через закон Дарси и применении теоремы Лагранжа для временных производных, разностная аппроксимация системы (10) для i -ого пространственного узла записывается в виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{i+1/2}^0 F_{i+1/2}^0 p_{i+1}^0 - (K_{i+1/2}^0 F_{i+1/2}^0 + K_{i-1/2}^0 F_{i-1/2}^0) p_i^0 + K_{i-1/2}^0 F_{i-1/2}^0 p_{i-1}^0 - \\ - m_i^0 V_i^0 \cdot \Phi_i^0 (p_i^0 - \hat{p}_i^0) + (N_{\text{бл}})_i \cdot \tilde{S}_i^{1/2} F_i^{1/2} (p_i^0 - p_i^1) - (q_m)_i \cdot \Delta t = 0, \\ i = 1, \dots, n; \\ \\ \tilde{S}_i^{j+1/2} F_i^{j+1/2} p_i^{j+1} - (\tilde{S}_i^{j+1/2} F_i^{j+1/2} + \tilde{S}_i^{j-1/2} F_i^{j-1/2}) p_i^j + \tilde{S}_i^{j-1/2} F_i^{j-1/2} p_i^{j-1} - \\ - m_i^j V_i^j \cdot \Phi_i^j (p_i^j - \hat{p}_i^j) = 0, \quad j = 1, \dots, N_i - 1; \\ \\ - \tilde{S}_i^{N_i-1/2} F_i^{N_i-1/2} p_i^{N_i} + \tilde{S}_i^{N_i-1/2} F_i^{N_i-1/2} p_i^{N_i-1} - m_i^{N_i} V_i^{N_i} \cdot \Phi_i^{N_i} (p_i^{N_i} - \hat{p}_i^{N_i}) = 0 \end{array} \right.$$

где $K_{i\pm 1/2}^0 = \frac{k_{i\pm 1/2}^0 \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t}{|x_i^0 - x_{i\pm 1}^0|}$, p_i^j - давление в j -ой среде i -го пространственного узла; V_i^0 - объем i -ого пространственного блока;

$\tilde{S}_i^{j+1/2} = \frac{k_i^1 \cdot S^{j+1/2} \cdot \Delta t}{x^{j+1} - x^j}$; V_i^j - объем j -ой вложенной среды, $\Phi_i^j = \rho'(p_i^j)$,

$(N_{\text{бл}})_i = \frac{(1 - m_i^0) \cdot V_i^0}{((d_{\text{эф}})_i)^3}$ - число блоков пористой матрицы, приходящееся на i -ый пространственный блок, \hat{p} - давление с предыдущего временного шага. Остальные обозначения приведены выше.

Важным моментом является возможность задания переменного числа N_i вложенных сред для каждого узла, на которое, вообще говоря, не наклад-

дывается никаких ограничений. На некоторых участках N_i может быть равным нулю (отсутствие двойной пористости), что позволит моделировать процессы фильтрации в залежах, где выделяются как обычные относительно однородные зоны, так и зоны трещиноватости.

Очевидно, что по количеству узлов разностной сетки и, соответственно, уравнений данная модель кратно превышает модель с обычной пористой средой. Однако в работе предложен эффективный метод решения таких систем, названный «обратной прогонкой». Он позволил существенно сократить количество требуемых для решения операций. Проиллюстрируем это на одномерном однофазном примере, систему уравнений которого будем решать по схеме простой итерации. Линеаризованную систему для пространственного узла с номером i записываем в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_i^0 \cdot p_{i-1}^0 + A_i^0 \cdot p_i^0 + B_i^0 \cdot p_{i+1}^0 + G_i^0 \cdot p_i^1 = \vec{d}_i^0 \\ \dots\dots\dots \\ G_i^j \cdot p_i^{j-1} + A_i^j \cdot p_i^j + H_i^j \cdot p_i^{j+1} = \vec{d}_i^j, \quad j = 1, \dots, N_i - 1 \\ \dots\dots\dots \\ G_i^{N_i} \cdot p_i^{N_i-1} + A_i^{N_i} \cdot p_i^{N_i} = \vec{d}_i^{N_i}, \end{array} \right. \quad (11)$$

Аналогично классической прогонке, но производимой по убыванию номеров уравнений, соответствующих вложенным средам, неизвестные $p_i^{N_i}$, $p_i^{N_i-1}$, ..., p_i^1 из системы (11) последовательно исключаются.

Предполагаем, что между неизвестными существует следующая линейная зависимость:

$$p_i^{j+1} = E_i^{j+1} \cdot p_i^j + F_i^{j+1},$$

где E_i^{j+1} и F_i^{j+1} - вспомогательные величины, которые называем прогоночными коэффициентами. Первая (точнее, N_i -ая) их пара очевидным образом находится из последнего уравнения системы (11):

$$E_i^{N_i} = -[A_i^{N_i}]^{-1} \cdot G_i^{N_i}, \quad F_i^{N_i} = [A_i^{N_i}]^{-1} \cdot d_i^{N_i}.$$

После этого остальные пары для $j=N_i-1, \dots, 1$ рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} E_i^j &= -[A_i^j + H_i^j \cdot E_i^{j+1}]^{-1} \cdot G_i^j, \\ \vec{F}_i^j &= -[A_i^j + H_i^j \cdot E_i^{j+1}]^{-1} \cdot (d_i^j - H_i^j \cdot F_i^{j+1}). \end{aligned}$$

В результате первое уравнение системы (11) преобразуется к виду:

$$C_i^0 \cdot p_{i-1}^0 + (A_i^0 + G_i^0 \cdot E_i^1) \cdot p_i^0 + B_i^0 \cdot p_{i+1}^0 = d_i^0 - G_i^0 \cdot F_i^1,$$

поэтому задача нахождения нового приближения искомого значения параметров для трещин сводится к решению системы n линейных уравнений с n неизвестными очередными приближениями давления в трещине $\{p_i^0\}$, которая в рассматриваемом одномерном случае решается методом прогонки. По

найденному ее решению и известным дополнительным прогоночным коэффициентам находится очередное приближение для всех вложенных сред.

Особо подчеркнем, что структура преобразованного уравнения для трещины после исключения неизвестных полностью идентична случаю с обычной пористой средой.

Данная задача рассмотрена в одномерной пространственной постановке. Однако алгоритм естественным образом обобщается на многомерный случай. В настоящее время известны эффективные методы решения систем линейных уравнений, соответствующие трехмерным задачам теории фильтрации. В силу того, что обратная прогонка оставляет неизменной структуру матрицы, указанные методы применимы без модификаций для моделирования процессов течения в трех измерениях в среде с двойной пористостью.

Рассматриваемый методический подход естественным образом расширяется на многофазный случай. Именно с этой целью в приведенных выше рассуждениях операции деления заменены на умножение на обратную величину с соблюдением порядка выполнения. В результате эти операции заменяются на матрично-векторные.

В силу того, что после исключения неизвестных, относящихся к пористой матрице, структура матрицы Якоби полностью сохраняется, разработанный ранее сольвер без каких либо изменений перенесен в модель трещиновато-пористого коллектора, что положено в основу реализованного симулятора Протей-2, показавшего высокую эффективность при моделировании разработки Вуктыльского и Астраханского месторождений. Двойная пористость оказалась дополнительным, причем весьма мощным средством адаптации модели по данным разработки.

В заключении следует отметить, что при возрастании размерности системы в среднем, например, в пять раз время расчетов увеличивается на первые десятки процентов.

В пятой главе представлены методические подходы, повышающие корректность интерпретации результатов промысловых исследований, а также некоторые примеры по скважинам реальных месторождений. Важность соответствующих результатов в том, что они используются в практике 3D компьютерного моделирования.

Объектом моделирования является неоднородный по площади и разрезу круговой пласт с расположенной в центре скважиной произвольной конфигурации (рис. 4).

Исходные дифференциальные уравнения неразрывности в цилиндрических координатах для многофазной фильтрации записываются в виде

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^{\kappa} v_{\alpha}^r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi} (\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^{\kappa} v_{\alpha}^{\varphi}) + \frac{\partial}{\partial z} (\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^{\kappa} v_{\alpha}^z) +$$

$$+\frac{\partial}{\partial t}(m\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k s_{\alpha}) + q^k = 0, \quad (12)$$

где верхний индекс у скорости означает направление течения (r – радиус, φ – латеральный угол, z – вертикаль).

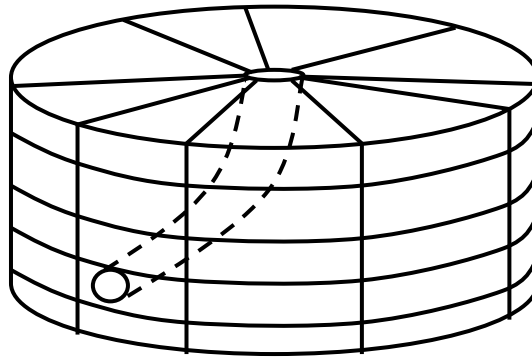


Рис. 4. Схема неоднородного по площади и разрезу продуктивного пласта

Для вывода разностных уравнений, аппроксимирующих дифференциальные уравнения (12), применяется методический подход, представленный выше. При записи разностного аналога используем уравнение, полученное из условия сохранения массы вещества для блока пористой среды в цилиндрической системе координат (рис. 5). В однофазном случае, обозначая через $M_{ri-1/2}$ количество вещества, которое поступило в блок (i, j, k) из узла ($i-1, j, k$) за промежуток времени Δt , и, аналогично - $M_{ri+1/2}$, $M_{\varphi j-1/2}$,

$M_{\varphi j+1/2}$, $M_{zk-1/2}$, $M_{zk+1/2}$, получаем, что

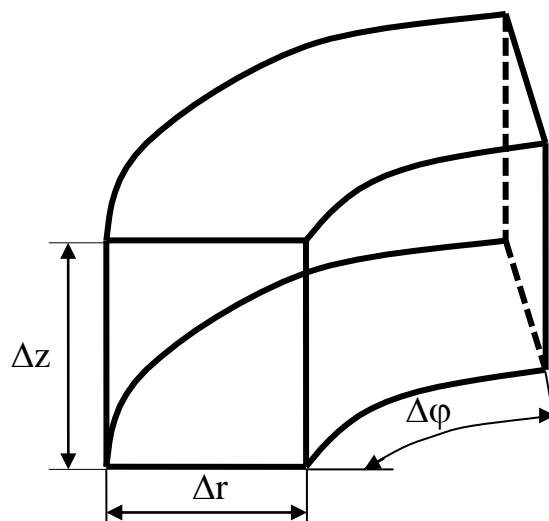


Рис. 5. Схема сеточного блока пористой среды в цилиндрической системе координат

$$\begin{aligned}
& M_{r_{i-1/2}} + M_{r_{i+1/2}} + M_{\varphi_{j+1/2}} + M_{\varphi_{j-1/2}} + \\
& + M_{z_{k+1/2}} + M_{z_{k-1/2}} = \Delta M_t + Q \cdot \Delta t
\end{aligned} \tag{13}$$

где ΔM_t - изменение массы вещества в блоке за Δt , Q - дебит.

В (13) каждое слагаемое определяется следующими соотношениями

$$\begin{aligned}
M_{r_{i-1/2}} &= \rho_{i-1/2} v_{i-1/2}^r S_{r_{i-1/2}jk} \Delta t, \\
M_{r_{i+1/2}} &= -\rho_{i+1/2} v_{i+1/2}^r S_{r_{i+1/2}jk} \Delta t, \\
M_{\varphi_{j-1/2}} &= \rho_{j-1/2} v_{i-1/2}^\varphi S_{\varphi_{ijk}} \Delta t, \\
M_{\varphi_{j+1/2}} &= -\rho_{j+1/2} v_{i+1/2}^\varphi S_{\varphi_{ijk}} \Delta t, \\
M_{z_{k-1/2}} &= \rho_{k-1/2} v_{i-1/2}^z S_{z_{ijk}} \Delta t, \\
M_{z_{k+1/2}} &= -\rho_{k+1/2} v_{i+1/2}^z S_{z_{ijk}} \Delta t, \\
\Delta M_t &= 0,5 \cdot (r_{i-1/2} + r_{i+1/2}) \Delta r_i \cdot \Delta \varphi_j \cdot \Delta z_k \cdot m_{ijk} \cdot (\rho_{ijk} - \bar{\rho}_{ijk}),
\end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned}
S_{r_{i-1/2}jk} &= r_{i-1/2} \cdot \Delta \varphi_j \cdot \Delta z_k, \\
S_{r_{i+1/2}jk} &= r_{i+1/2} \cdot \Delta \varphi_j \cdot \Delta z_k, \\
S_{\varphi_{ijk}} &= \Delta r_i \cdot \Delta z_k, \\
S_{z_{ijk}} &= 0,5 \cdot (r_{i-1/2} + r_{i+1/2}) \Delta r_i \cdot \Delta \varphi_j \text{ (см. рис. 5)}.
\end{aligned}$$

Тогда уравнение (13) приобретает вид

$$\begin{aligned}
& \Delta \varphi_j \cdot \Delta z_k \cdot \Delta t \cdot \left[r_{i+1/2} \cdot \rho_{i+1/2} \cdot v_{i+1/2}^r - r_{i-1/2} \cdot \rho_{i-1/2} \cdot v_{i-1/2}^r \right] + \\
& + \Delta r_i \cdot \Delta z_k \cdot \Delta t \cdot \left[\rho_{j+1/2} \cdot v_{i+1/2}^\varphi - \rho_{j-1/2} \cdot v_{i-1/2}^\varphi \right] + \\
& + 0,5 \cdot (r_{i+1/2} + r_{i-1/2}) \Delta r_i \cdot \Delta \varphi_j \cdot \Delta t \cdot \left[\rho_{k+1/2} \cdot v_{i+1/2}^z - \rho_{k-1/2} \cdot v_{i-1/2}^z \right] = \\
& = 0,5 \cdot \Delta r_i^2 \cdot \Delta \varphi_j \cdot \Delta z_k \cdot m_{ijk} \cdot (\rho_{ijk} - \bar{\rho}_{ijk}) + Q \cdot \Delta t.
\end{aligned} \tag{14}$$

Уравнение (14) естественным образом обобщается для многофазного случая. Скорость для жидких фаз (нефть, вода) характеризуется обобщенным законом Дарси, Выражение для скорости фильтрации газовой фазы приводится в дальнейшем.

Методические подходы к аппроксимации нелинейностей и методам решения разностных уравнений идентичны представленным в главе 2.

Уравнения фильтрации в цилиндрических координатах решают в логарифмической системе по радиусу. Это связано с особенностями распределения давления при притоке флюидов к скважине и возможностью повышения

точности получаемого решения при меньшем числе сеточных ячеек.

Область интегрирования разбивается таким образом, чтобы первый узел разностной сетки располагался на стенке скважины, то есть

$$u_1 = \ln r_c, \quad \Delta u = \ln(r_k / r_c) / (n - 1/2), \quad u_i = (i - 1) \cdot \Delta u.$$

По результатам исследований газовой скважины на стационарных режимах, в частности, получают информацию о коллекторских свойствах пласта. При этом используется значение первого коэффициента (a) в уравнении притока к скважине. Расчетная величина данного коэффициента обычно основывается на формуле Дюпюи для идеального газа. Сопоставление значений a , полученных расчетным путем и на основе моделирования процесса исследования на продуктивность, показало их существенное различие.

Объяснение данного несоответствия связано с тем, что давление в узле не является средневзвешенным для соответствующего блока. А это в свою очередь означает, что границы блоков не являются среднегеометрической величиной относительно узловых точек. С целью уточнения их взаимного расположения из следующих предположений

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = A, \quad \frac{r_{i+1/2}}{r_{i-1/2}} = A, \quad A > 1 \quad r_{n+1/2} = r_k, \quad r_1 = r_c$$

получено трансцендентное уравнение относительно искомого знаменателя геометрической прогрессии

$$\ln A - \frac{r_c (A - 1) A^{n-1}}{r_k} = 0.$$

Из решения данного уравнения любым известным методом определяются координаты узлов и границ блоков по формулам

$$r_i = r_c \cdot A^{i-1}, \quad r_{i+1/2} = \frac{r_k}{A^{n-i}}.$$

Данное уточнение разностной сетки полностью устранило несоответствие между проницаемостями, заложенной в модель и получаемой по результатам интерпретации модельных исследований.

При притоке газа к скважине закон Дарси обычно нарушается. Поэтому в качестве закона движения реального газа принят двучленный закон фильтрации Е.М. Минского, записываемый для однофазного случая в виде

$$\frac{\partial p}{\partial r} = - \left(\frac{\mu}{k} v + \frac{\rho}{L} v |v| \right),$$

где L – коэффициент "макрошероховатости".

Отсюда после преобразований и с учетом знака используемое выражение для скорости фильтрации записывается в виде

$$v = \frac{\frac{\mu}{k} - \sqrt{\frac{\mu^2}{k^2} + 4 \frac{\rho}{L} \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right|}}{2 \operatorname{sgn} \frac{\partial p}{\partial r} \cdot \frac{\rho}{L}} = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \cdot \frac{2}{\left[1 + \sqrt{1 + \frac{4k^2}{L \cdot \rho} \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right|} \cdot F^2 \right]}$$

где $F = \frac{\rho}{\mu}$.

В предположении, что коэффициент "макрошероховатости" $L \sim \sqrt{k/m}$, при моделировании многофазного течения параметр L умножается на $\sqrt{f_2/s_2}$. Здесь f_2 - относительная фазовая проницаемость по газу, s_2 - газонасыщенность, а само уравнение для скорости течения с учетом гравитационных сил преобразуется следующим образом (по координате r)

$$v_2^r = - \frac{k f_2}{\mu_2} \operatorname{grad}(p_2 - \int \gamma_2 dH) \times \\ \times \frac{2}{1 + \sqrt{1 + \frac{4k^2 f_2^2}{L \rho_2} \cdot \left| \frac{\partial}{\partial r} (p_2 - \int \gamma_2 dH) \right|} \cdot F_2^2}.$$

Аналогичным образом выражаются составляющие скорости по координатам φ и z .

Моделирование исследований скважин на стационарных режимах показало, что изменение давления на забое при переходе с режима на режим описывается традиционной двучленной формулой.

В гидродинамических моделях пласта, дренируемых системой скважин, задание дебита осуществляется в виде отбора флюида из узловой точки на забое или устье скважины. Такой подход оправдан при моделировании длительного времени разработки. Однако в случае периода, в течение которого дебит меняется несколько раз, важным оказывается учет не только изменение забойного давления, но и самого дебита. Подобная ситуация имеет место при запуске скважины или при исследованиях скважины на стационарных режимах.

Корректировка дебита газовой скважины, как правило, осуществляется на поверхности. Так как продукция скважины по трубам направляется на сборный пункт, а величина дебита регулируется дросселирующим устройством, расположенным, например, на устье скважины. Это означает, что дебит не остается строго постоянным даже в течение одного режима.

В представляемой модели предложена методика, позволяющая регулировать дебит способом, адекватным промысловому. С этой целью к разностной сетке, определяющей ствол скважины, добавлен узел - «сборный пункт».

В этой точке поддерживается постоянное давление. Теперь закрытие или пуск скважины, смена дебита осуществляется корректировкой условной проницаемости между скважиной и сборным пунктом.

Такой подход позволяет учитывать переходные процессы в системе пласт – скважина – поверхностное обустройство. Так, на практике отмечено, что пуск газовой скважины в первые минуты сопровождается резким изменением значений дебита и забойного давления. А именно, дебит сначала растет, затем происходит его падение и постепенный выход на рабочий режим. Давление напротив, сначала падает, а затем, по мере начала дренирования пласта, начинает стабилизироваться.

Данная методика использована при моделировании исследований скважины как на стационарных, так и нестационарных режимах. В первом случае, при исследованиях методом установившихся отборов, происходит процесс относительной стабилизации дебита, описанный ранее. Применительно к снятию КВД методика позволяет учесть влияние объема ствола скважины на результаты исследования. Методика реализована в виде программного продукта.

На математической модели скважины выполнен ряд численных экспериментов с целью определения критериев, диагностических признаков проявления зон неоднородности и непроницаемых экранов с помощью логарифмических производных динамики давлений, получаемой при исследованиях на нестационарных режимах.

Обработка результатов исследований на стационарных режимах осуществляется с использованием функциональной зависимости $Q - \Delta p^2$. На сегодня индикаторная кривая аппроксимируется зависимостью $\Delta p^2 = bQ^2 + aQ + c$, где искомые коэффициенты определяются на основе МНК. На промысле ненулевые значения коэффициента c интерпретируются как погрешность вычислений, и считается, что $c = 0$. Моделирование процесса исследования позволяет определить величину коэффициента c , а также проследить изменение его при различных условиях.

Численные эксперименты показали, что интерпретация результатов исследований на стационарных режимах по существующим методикам в зависимости от величины задаваемых дебитов, количества режимов, точности приборов - может нести противоречивый характер. Математическая же модель скважины позволяет более корректно интерпретировать результаты исследований на основе решения обратной (оптимизационной) задачи по определению фильтрационно-емкостных параметров пласта.

Получение информации о составе пластового флюида является одной из основных задач разведки и контроля за разработкой месторождений нефти и газа. При этом очевидна важность вопроса, например, насколько представительными являются пробы, которые отбираются в ходе исследований сква-

жин на газоконденсатность. С целью установления влияния различных факторов на получаемый состав пробы выполнялись исследования на той же математической модели скважины, но уже в многофазной постановке.

Первая серия исследований проведена для скважины, дренирующей газоконденсатную залежь при условиях, соответствующих Печоро-Кожвинскому ГКМ (физико-химические свойства пластовых флюидов, коллекторские свойства). На модели воспроизведен процесс истощения залежи и отбор в различные моменты времени сепарационных проб. Последние имеют состав, идентичный составу добываемой продукции. Динамика состава соотносилась к изменению во времени пластового давления в районе эксплуатируемой скважины. То есть строилась зависимость содержания C_{5+} в продукции от пластового давления, которая сравнивалась с зависимостью потенциального содержания данной фракции от давления, заложенной в модель. Установлено, что расхождение указанных величин не превышает погрешности определения состава пробы лабораторным путем.

Моделирование отбора глубинной пробы осуществлялось следующим образом. Состав пробы (на момент исследований) считался равным составу смеси в узле разностной сетки, соответствующему скважинному узлу точки отбора. Оказалось, что вследствие быстрого накопления углеводородной жидкости в призабойной зоне, пластовая смесь оказывается существенно утяжеленной. Соответственно, для газоконденсатной скважины глубинная проба оказывается неrepresentative. Так, если первоначально массовая доля фракции C_{1-4} составляла 0,67, то после 30 суток эксплуатации скважины она снижается до 0,4 и практически не изменяется после остановки и восстановления давления.

В отличие от газоконденсатных залежей, получение представительной пробы легкой нефти оказывается более затруднительным, особенно если пластовое давление близко к давлению насыщения. В экспериментах исследована нефть, по составу и свойствам идентичная нефти Югид-Соплесского месторождения. Исследования, проведенные на бомбе pVT, а также расчеты по методике А.И.Брусиловского показали, что эта нефть имеет давление насыщения 34,8 МПа и газовый фактор 1152 м³/т. Моделировалась разработка аналога залежи нефти указанного состава, имеющей начальное пластовое давление 34,8 МПа и низкопроницаемый коллектор. Скважина на модели эксплуатировалась до момента снижения забойного давления до 28 МПа, после чего останавливалась.

Динамика состава добываемой продукции показывает, что сепарационная проба оказывается несколько облегченной. Так, начальная массовая доля фракции C_{1-4} равнялась 0,51, а в добываемой смеси она возрасла до 0,53. Это происходит за счет разгазирования нефти в призабойной зоне и более интенсивного извлечения легких фракций вследствие преобладающей подвижности газовой фазы.

Компьютерные эксперименты показали, что большую ошибку несет в себе глубинная проба. Массовая доля C_{1-4} в скважинном узле к моменту ее остановки (30 суток) снизилась до 0.43 и практически не изменилась после восстановления давления. При продолжении эксплуатации скважины в заданном режиме состав пластового флюида в скважине остается неизменным. Дальнейшие исследования показали, что нефть состава взятой глубинной пробы имеет давление насыщения на 3 МПа ниже, чем пластовая. Полученный результат может объяснить, в частности, тот факт, что нефтяные оторочки газоконденсатных месторождений оказываются недонасыщенными легкой фракцией, хотя находятся в состоянии термодинамического равновесия с газовой шапкой (на газонефтяном контакте). То есть, в случае нефтегазоконденсатных залежей принципиальным моментом является место (по глубине) отбора пробы нефти.

На основании проведенных исследований можно отметить следующее.

- При идентификации состава пластового флюида для залежей легкой нефти требуется сопоставление параметров сепарационных и глубинных проб. Различие в них в соответствующую сторону (более тяжелый состав глубинной пробы) указывает на двухфазный характер течения в пласте и непредставительность опробования.

- Важной задачей дальнейших исследований в этой области является интерпретация результатов опробования и динамики состава флюида в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины с минимально-возможной депрессией.

- Для получения дополнительной информации, в частности динамики компонентного состава флюида, аналогичные исследования требуется проводить на композиционной модели.

Газоконденсатные месторождения России разрабатываются, как правило, на естественном режиме истощения пластовой энергии. При высоком содержании конденсата это приводит к его значительным потерям в пласте вследствие ретроградных процессов. Поэтому **шестая глава** посвящена поиску эффективной технологии вторичной добычи выпавшего конденсата в пласте. Основой для обоснования искомой технологии явились результаты лабораторных исследований процесса гравитационной сегрегации конденсата. Эти эксперименты на прозрачных моделях, с участием автора, выполнены в ухтинском филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Позднее результаты данных экспериментов были смоделированы математически, что позволило затем спланировать эксперименты на керновых моделях.

Для математического моделирования физических экспериментов по сегрегационному разделению углеводородных фаз использовалась одномерная трехфазная гидродинамическая модель, реализованная на основе программного комплекса «Протей» с соответствующими доработками.

При использовании указанной модели учитываются гравитационные и капиллярные силы. В силу того, что эксперименты на насыпных моделях проведены при низких давлениях, в учете растворимости компонентов в фазах не было необходимости.

Исходными данными для расчета перераспределения насыщенности конденсатом на одномерной трехфазной гидродинамической модели являются:

- пористость и проницаемость;
- высота модели;
- начальное флюидонасыщение;
- физико-химические свойства флюидов;
- ОФП и капиллярные давления.

Высота модели принята в соответствии с проводимыми физическими экспериментами равной 1,5 м. Остальные характеристики сеточной модели приведены в таблице.

Параметр	Значение
Пористость, доли ед.	0,1
Проницаемость, мкм ²	0,4
Водонасыщенность, доли ед.	0-0,2
Конденсатонасыщенность, доли ед.	0,13-0,2
Плотность конденсата, кг/м ³	702
Вязкость конденсата, мПа·с	1,36
Число узлов сеточной области	25

Для данной задачи площадь поперечного сечения модели не имеет принципиального значения. Физико-химические свойства флюидов, за исключением плотности и вязкости газа, считались постоянными.

Относительные фазовые проницаемости в системе «конденсат-вода» зависят от водонасыщенности, в системе «газ-конденсат» – от газонасыщенности. Фазовая проницаемость по конденсату f_o комбинируется с использованием второй модели Стоуна, задаваемой формулами:

$$f_o = f_{ocw} \left[\left(\frac{f_{ow}}{f_{ocw}} + f_w \right) \left(\frac{f_{og}}{f_{ocw}} + f_g \right) - (f_w + f_g) \right],$$

$$f_{ocw} = f_{ow}(s_{wc}),$$

где f_{ow} , f_{og} – относительные фазовые проницаемости по конденсату, соответственно, в системах «конденсат-вода» и «конденсат-газ», f_w – проницае-

мость по воде, f_g - проницаемость по газу, S_{wc} - остаточная водонасыщенность.

При математических экспериментах вариантно задавались остаточная водонасыщенность, начальная конденсатонасыщенность (согласно опытам), а также пороги подвижности в относительных фазовых проницаемостях по конденсату в обеих системах (при адаптации).

Моделирование физических экспериментов показало, что при указанных исходных данных и предположениях флюидальная система после четырех месяцев приходит практически в стационарное состояние. Поэтому все визуализированные результаты ограничены данным временным периодом.

Первая серия математических экспериментов (как и натуральных) проведена при различных величинах остаточной водонасыщенности. В результате установлено существенное влияние данного фактора на характер протекания процесса. Расчетные и фактические данные указывают на то, что наличие связанной воды интенсифицирует сегрегационные процессы.

Аналогичная картина наблюдается при более высокой начальной насыщенности конденсатом. Отличия заключаются в основном в толщине формирующейся техногенной конденсатной оторочки.

В проведенных исследованиях адаптация модели выполнялась по результатам экспериментов, полученных на модели с наличием остаточной воды, так как они являются наиболее представительными. Поскольку коллекторские свойства заведомо известны, при адаптации варьировались функции относительных проницаемостей фаз и капиллярных давлений в системе «конденсат-газ» (вода считается неподвижной фазой). После многовариантных расчетов достигнуто удовлетворительное совпадение распределений насыщенности конденсатом, полученных расчетным и экспериментальным путем.

Математические эксперименты естественного истощения газоконденсатной залежи проводились на модели с теми же коллекторскими параметрами, что и описанные выше. Термобарические условия и флюидальная модель соответствовали Вуктыльскому НГКМ, что модель пласта насыщена газоконденсатной смесью при давлении 36 МПа с начальным содержанием конденсата 363 г/м³. Плотности, вязкости фаз и массовые доли компонентов в фазах являются функциями давления, что дает возможность прогноза фазовых переходов, в частности, ретроградных процессов. Остаточная водонасыщенность составляет 0,2 доли ед. Истощение модели осуществлялось заданием отбора газа из верхнего узла области интегрирования до достижения давления в модели 1,2 МПа.

В результате исследований установлено следующее. Заметное влияние на характер протекания сегрегационных процессов в модели оказывает темп отбора, причем это влияние качественно одинаково при разных порогах подвижности конденсата. Рассмотрено 3 варианта, когда требуемое количество

газа отбиралось соответственно за 5, 15 и 60 суток. Установлено, что чем быстрее истощается модель залежи, тем меньше толщина образовавшейся конденсатной оторочки. Это объясняется сочетанием нескольких факторов, в первую очередь физико-химическими свойствами конденсата. При повышенных давлениях конденсат имеет более низкие плотность и вязкость, а низкий темп отбора предоставляет больше времени для стекания более «рыхлой» жидкой углеводородной фазы – данный фактор является определяющим. Это подтверждает и тот факт, что конденсатонасыщенность в верхнем узле модели к окончанию процесса тем ниже, чем меньше темп отбора.

На основе проведенных исследований на насыпных физических и фрагментарных математических моделях установлена возможность проявления сегрегационных процессов в истощаемых газоконденсатных залежах, которые могут приводить к образованию вторичной конденсатной оторочки вблизи границы газовой контакта. Получены количественные характеристики указанных процессов и установлено влияние различных факторов на их протекание.

Для моделирования образования техногенных конденсатных оторочек в приближенных к реальности условиям использованы две расчетные модели, одна из них соответствует участку залежи массивного типа (модель 1), другая – пластового (модель 2).

Модель 1, созданная для исследования механизма вертикальной сегрегации, представляет собой прямоугольный параллелепипед. Первоначально этот участок вскрыт пятью добывающими скважинами, у которых проперфорирована верхняя половина продуктивной толщи. Данными скважинами участок разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии.

Модель 2, созданная для исследования механизма латеральной сегрегации, представляет собой участок наклонного пласта. Пласт характеризуется вертикальной неоднородностью и представляет собой переслаивание высоко- и низкопроницаемых пропластков, проницаемости которых относятся как 4:1. Первоначально модель участка вскрыта одной добывающей скважиной, расположенной в наиболее верхней точке. Модель участка разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии.

Свойства пластовых флюидов взяты в соответствии с условиями Вуктыльского НГКМ, относительные фазовые проницаемости по конденсату определяются с использованием второй модели Стоуна и зависят от соответствующих насыщенностей и давления.

Обе «залежи» разрабатываются в режиме истощения в течение 35 лет с темпом отбора в период постоянной добычи 5 % от балансовых запасов газа.

В результате исследований на масштабных математических моделях залежей массивного и пластового типа подтверждена возможность проявления сегрегационных процессов при истощении газоконденсатных залежей с высокопроницаемыми коллекторами, которые могут приводить к образова-

нию техногенной конденсатной оторочки вблизи ГВК. То есть образование техногенной оторочки ретроградного конденсата возможно как при вертикальной, так и при латеральной сегрегации. Общая толщина оторочки для смеси с высоким содержанием конденсата в пластовом газе составила примерно 10 % от этажа газоносности при насыщенности конденсатом $\sim 0,5$. Это дает основания для вторичной добычи конденсата.

После анализа возможных агентов воздействия обоснован метод заводнения, который в условиях поставленной задачи будет представлять естественное водогазовое воздействие.

Очевидно, что добычу ретроградного конденсата в силу относительно небольшой толщины техногенной оторочки целесообразно осуществлять системой горизонтальных скважин, пробуренных на данную оторочку. Оптимальное расположение нагнетательных скважин не являлось предметом настоящих исследований.

В прогнозных расчетах по воздействию непосредственно на саму оторочку рассматривались варианты нагнетания воды в различные зоны газонасыщенной области. В исследованных вариантах прирост коэффициента конденсатоотдачи изменялся от 0,087 до 0,218. Приводимые цифры не абсолютизируются, ибо в каждом конкретном случае должна решаться задача в оптимизационной постановке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты выполненных автором исследований заключаются в следующем.

1. Разработана математическая модель 3D трехфазной трехкомпонентной фильтрации с переменным давлением насыщения для нефти (при воздействии газом) и для конденсата при нагнетании газа. Оптимизированы методы решения разностных уравнений. В результате создан гидродинамический симулятор «Протей», прошедший экспертизу ГКЗ и ЦКР, а также апробацию на многих реальных объектах.

2. Предложен алгоритм и его программная реализация для расчета течения “меченого” компонента при 3D многофазной нестационарной фильтрации с учетом межфазного массообмена, позволяющая отслеживать закономерности, в частности, вытеснения одного флюида другим.

3. Создана математическая модель трехмерной трехфазной фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе, в основу которой положено разбиение пористых блоков на вложенные среды. Разработан эффективный метод решения системы линейных разностных уравнений, получающейся на каждой ньютоновской итерации. Использование этого метода кратно снижает размерность системы благодаря последовательному исключению неизвестных для вложенных сред, что приводит к значительному сокращению времени

расчетов. Предложенные модель и алгоритм реализованы в виде программного комплекса «Протей-2», который использовался для моделирования процессов разработки Вуктыльского и Астраханского месторождений, где показал высокую эффективность.

4. Создана трехмерная трехфазная фильтрационная модель скважины, дренирующей круговую залежь природных углеводородов.

На основе модели разработана методика, позволяющая воспроизводить реальный процесс газодинамических исследований скважин, которая включает в себя использование критерия "установления" режима, учет регулирования дебита на устье скважины, учет влияния ствола скважины. Предложенные алгоритмы и методические приемы реализованы в виде программного комплекса «Приток».

5. Математические эксперименты по моделированию отбора сепарационных и глубинных проб продукции скважин на газоконденсатных месторождениях и залежах легкой нефти подтвердили представительность сепарационных проб для газоконденсатных скважин. Проведенные численные исследования показали, что получение представительной пробы для случая скважины, дренирующей залежь легкой нефти, представляет значительное затруднение и требует корректной интерпретации результатов.

6. Обоснована методика распределения заданного суммарного отбора по группе добывающих скважин, в рамках 3D фильтрационных течений, учитывающая добывные возможности эксплуатационных скважин, их конструктивные особенности и характеристики шлейфов, а также совместность обработки продукции на УКПГ.

7. Предложен алгоритм распределения отборов по скважинам на основе метода динамического программирования. Оптимизация осуществляется с помощью функций Беллмана в квазистатическом режиме. Алгоритм решения задачи предусматривает разбиение суммарного отбора газа по всему месторождению на отборы газа по каждой скважине при максимизации одного из трех критериев качества (оптимизации). С этой целью разработанный алгоритм реализует последовательное измельчение шага, что позволяет находить решение задачи с заданной точностью. Рассмотрено совместное решение задачи гидродинамического моделирования в трехмерной трехфазной постановке и задачи оптимального управления процессом разработки.

8. С использованием созданных методик и результатов лабораторных экспериментов, на уровне патентной новизны, выполнено теоретическое обоснование технологии извлечения ретроградного конденсата на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений из формирующихся техногенных конденсатных оторочек вследствие процессов гравитационной сегрегации ретроградного конденсата.

9. Созданные алгоритмы и программные комплексы использованы автором при обосновании проектных документов по более чем двадцати месторождениям Тимано-Печорской провинции, а также других регионов.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах.

Книга

1. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа. -М.: Изд. "Грааль", 2000, 643 с. (в соавторстве с Закировым С.Н., Брусиловским А.И. и др.).

Статьи в изданиях, включенных в «Перечень ...» ВАК РФ

2. Назаров А.В. Теория разработки: от решения систем алгебраических уравнений к решению обыкновенных дифференциальных уравнений // Наука и технология углеводородов. – 1999. - № 2.

3. Мордвинов А.А., Назаров А.В., Щукин А.Н. Математическая модель многофазного притока к скважине // Известия вузов. Нефть и газ. – 2001. – № 5.

4. Назаров А.В. Принцип эквивалентности при построении математических моделей разработки углеводородных залежей // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 2.

5. Назаров А.В. О дискретизации уравнений фильтрации конечными разностями // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 3.

6. Богданович Т.И., Громова Е.А., Назаров А.В. Развитие гидродинамического симулятора «Протей» // Газовая промышленность. – 2010. – №8. – С. 36–37.

7. Кашуба А.В., Назаров А.В. Моделирование физических экспериментов для изучения возможности образования техногенных конденсатных оторочек при истощении газоконденсатной залежи // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №1. – С. 32–34.

8. Кашуба А.В., Назаров А.В. Предпосылки вторичной добычи конденсата из техногенных оторочек // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – №2. – С. 56–61.

9. Кашуба А.В., Назаров А.В., Вокуев В.С. Физическое и математическое моделирование сегрегационных процессов на насыпных моделях // Газовая промышленность. – 2011. – №3. – С. 31–33.

10. Кашуба А.В., Назаров А.В. О возможности образования техногенных конденсатных оторочек в истощенных газоконденсатных залежах пластового типа // Технологии нефти и газа. – 2011. – №3. – С. 56–59.

11. Кашуба А.В., Назаров А.В. О возможности образования техногенных конденсатных оторочек в истощенных газоконденсатных залежах массивного типа // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №4. – С. 9–13.

12. Назаров А.В. Оптимизация вычислительного процесса при создании гидродинамических симуляторов // Газовая промышленность. – 2011. – № 4.

13. Кашуба А.В., Назаров А.В. Изучение особенностей образования техногенной конденсатной оторочки // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 108–110.

Брошюры

14. Закиров С.Н., Назаров А.В. Моделирование разработки месторождений газа с трещиновато-пористыми коллекторами / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - М.: ВНИИЭГазпром, 1988. – 40 стр.

15. Брусиловский А.И., Назаров А.В., Петров Г.В., Федотова В.А. Свойства природных углеводородных систем в околокритическом состоянии / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 55 стр.

16. Гильфанов М.А., Ершов С.Е., Кучеров Г.Г., Назаров А.В., Щукин А.Н. Математическое моделирование процесса исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 60 стр.

17. Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическая модель трехфазного трехкомпонентного течения / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 73 стр.

18. Назаров А.В. Элементы линейной алгебры и вычислительной математики / Учебное пособие. – Ухта: УИИ, 1998 – 52 стр.

19. Назаров А.В. Математическое моделирование одномерного однофазного течения пластовых флюидов / Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2000 – 99 стр.

20. Назаров А.В. Контрольная работа по численным методам решения задач нефтегазопромысловой механики / Методические указания. – Ухта: УГТУ, 2005 – 26 стр.

21. Назаров А.В. Курсовая работа по численным методам решения задач нефтегазопромысловой механики / Методические указания. – Ухта: УГТУ, 2005 – 14 стр.

Патенты на изобретения РФ

22. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Шелемей С.В., Иванов В.В., Долгушин Н.В., Гурленов Е.М., Назаров А.В., Петров Г.В. Способ увеличения коэффициента извлечения конденсата. Патент РФ №2328591 Заявл. 27.07.2006 г. Оpubл. 10.07.2008 г.

Публикации в других изданиях

23. Бураков Ю.Г., Гужов Н.А., Назаров А.В. Численная модель трехфазной фильтрации при водогазовом воздействии на газоконденсатный пласт // Проблемы повышения углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений: Труды ВНИИГАЗа, - М.: ВНИИГАЗ, - 1991

24. Бураков Ю.Г., Гужов Н.А., Назаров А.В., Уляшев В.Е. Эффективность водогазового воздействия на газоконденсатный пласт для повышения конденсатоотдачи. // Народное хозяйство республики Коми. - 1992. Т. 1. - № 1

25. Назаров А.В. Метод интегрирования уравнений многофазной фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе // Вопросы разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений: Труды ВНИИГАЗа. - М.: ВНИИГАЗ, - 1993

26. Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическое моделирование фильтрации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции: Сб. науч. тр. - Ухта: Севернипигаз, - 1996.

27. Баннова В.А., Гурленов Е.М., Назаров А.В., Северинов Э.В., Спиридович Е.А. Исследование эффективности процесса частичного сайклинга на месторождении А // Юбилейный сборник трудов "50 лет газопроводу Саратов-Москва". - М., - 1996. - 2.

28. Назаров А.В. Некоторые вопросы трехмерного многофазного математического моделирования // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции.- Ухта: Севернипигаз, - 1996. - 1.

29. Назаров А.В., Северинов Э.В. Учет потерь давления в скважинах и системе сбора при математическом моделировании разработки газовой залежи // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции.- Ухта: Севернипигаз, - 1996. - 1.

30. Гурленов Е.М., Назаров А.В., Петров Г.В. Исследование механизма фильтрации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции.- Ухта: Севернипигаз, - 1996. - 2.

31. Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическое моделирование фильтрации ненасыщенных углеводородных систем // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции.- Ухта: Севернипигаз, - 1996. - 2.

32. Назаров А.В., Шульгин А.А. Интегрирование уравнений фильтрации газа к скважине в неоднородном слоистом пласте // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции.- Ухта: Севернипигаз, - 1996. - 2.

33. Баннова В.А., Гурленов Е.М., Назаров А.В., Северинов Э.В., Спи-

ридович Е.А. Поиск эффективного метода активного воздействия на пласт газоконденсатного месторождения // Первый междунар. конгресс "Новые высокие технологии для нефтегазовой промышленности и энергетики будущего". Тюмень, июнь 1996. Т.1. - М.: ИРЦ "Газпром", - 1997.

34. Гужов Н.А., Назаров А.В., Северинов Э.В. Расчет течения "меченого" компонента при многофазном моделировании // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений /Сб. науч. тр. ВНИИГАЗ - М.: ВНИИГАЗ, - 1998.

35. Назаров А.В., Северинов Э.В., Спиридович Е.А. Математическая модель течения "меченого" компонента для оценки методов контроля за разработкой газоконденсатных месторождений // Проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Матер. научно-техн. конференции, 12-15 ноября 1996г., Москва. – Москва: ИРЦ Газпром, - 1998. - 1

36. Назаров А.В., Северинов Э.В. Методика расчета распределения отборов по стволу скважины при трехмерном многофазном моделировании // Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения): Матер. 2-ой региональной научно-практ. конференции, 21-23 апреля 1999г., Ухта. - Ухта: УИИ, - 1999.

37. Назаров А.В., Щукин А.Н. Математическая модель газовой скважины при использовании двучленного закона течения // Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения): Матер. 2-ой региональной научно-практ. конференции, 21-23 апреля 1999г., Ухта. - Ухта: УИИ, - 1999.

38. Держко Я.Б., Долгушин Н.В., Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическое моделирование процесса исследования скважин на газоконденсатность // Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения): Матер. 2-ой региональной научно-практ. конференции, 21-23 апреля 1999г., Ухта. - Ухта: УИИ, - 1999.

39. Назаров А.В., Настюк В.Ю., Северинов Э.В. Концепция создания многофазных гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения): Матер. 2-ой региональной научно-практ. конференции, 21-23 апреля 1999г., Ухта. - Ухта: УИИ, - 1999.

40. Назаров А.В. Математическое моделирование при проектировании разработки углеводородных залежей // Доклады конференции "Нефтегазовая геология на рубеже веков. Поиски, разведка и освоение месторождений", 19-22 октября 1999 г., Санкт-Петербург. - Санкт-Петербург: ВНИГРИ, - 1999. – 1.

41. Назаров А.В. Математические модели при проектировании и анализе разработки нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции // Науч.-техн. сб. в 4-х кн. Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Транспорт газа. Проблемы,

решения, перспективы. Кн. 1. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. - Ухта: филиал ООО "ВНИИГАЗ"-"Севернипигаз", - 2000.

42. Ковалева Н.В., Назаров А.В., Северинов Э.В. Использование методики моделирования "меченого" компонента для оценки коэффициентов компонентоизвлечения Югидского нефтегазоконденсатного месторождения // Науч.-техн. сб. в 4-х кн. Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Транспорт газа. Проблемы, решения, перспективы. Кн. 1. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. - Ухта: филиал ООО "ВНИИГАЗ"-"Севернипигаз", - 2000.

43. Ксенз Т.Г., Мордвинов А.А., Назаров А.В. Оптимизация отборов газа по эксплуатационному фонду в период постоянной добычи // Сб. науч. трудов: Материалы научно-техн. конференции (16-18 апреля 2002 г.). - Ухта: УГТУ, 2002.

44. Ксенз Т.Г., Назаров А.В. К вопросу о возможности максимального извлечения жидких углеводородов // Проблемы эффективного освоения природных ресурсов в условиях рынка: Межрегион. науч.-практ. конф., Ухта, 29-30 окт. 2001 г./Тр. конф. - Ухта: УГТУ, 2002.

45. Назаров А.В. Теория моделирования разработки газовых залежей: принцип эквивалентности // Проблемы эффективного освоения природных ресурсов в условиях рынка: Межрегион. науч.-практ. конф., Ухта, 29-30 окт. 2001 г./Тр. конф. - Ухта: УГТУ, 2002.

46. Назаров А.В., Щукин А.Н. Уточнение разностной сетки при моделировании плоскорадиальной фильтрации // Сб. науч. тр. - № 5 - Ухта: УГТУ, 2002.

47. Гильфанов М.А., Мордвинов А.А., Назаров А.В., Щукин А.Н. Математические модели и программное обеспечение оценки фильтрационно-емкостных параметров пласта // Техноэкогеофизика - новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке: М-лы I всерос. геофиз. конф.-ярмарки, Ухта, 1-5 окт. 2002 г.- Ухта: УГТУ, 2002.

48. Богданович Т.И., Назаров А.В. Оптимизация решения системы разностных уравнений при моделировании фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах // Сб. науч. трудов: М-лы науч.-техн. конф., Ухта, 15-16 апр. 2002 г.. - Ухта: УГТУ, 2003.

49. Богданович Т.И., Назаров А.В. Результаты испытания модели трехмерной многофазной фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе (3d 3Ph 2P) на данных 7-го теста SPE // М-лы Всерос. конф. " Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского северо-востока " (15-17 апр. 2003 г.) - Ухта: УГТУ, 2003.

50. Богданович Т.И., Назаров А.В. Модель трехфазной фильтрации // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского

северо-востока: М-лы Всерос. конф., Ухта, 15-17 апр. 2003 г. - Ухта:УГТУ, 2003.

51. Гильфанов М.А., Назаров А.В., Шукин А.Н. Интерпретация результатов исследований скважин на основе ПК “Приток” // Современные гидродинамические исследования скважин: Труды международного Форума исследователей скважин и II научно-практической конференции. – М: Институт нефтегазового бизнеса, 2004.

52. Назаров А.В., Петров Г.В., Сидорук .Е.Ф. Влияние низкопроницаемых коллекторов на технологические параметры разработки // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: научн.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Кн. 2. – Ухта: Севернипигаз, 2005.

53. Богданович Т.И., Назаров А.В. Интегрирование уравнений многокомпонентной фильтрации // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: научн.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Кн. 2. – Ухта: Севернипигаз, 2005.

54. Богданович Т.И., Назаров А.В. Исследование влияния трещиноватости коллектора на процессы массообмена при закачке “сухого” газа в пласт // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: научн.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Кн. 2. – Ухта: Севернипигаз, 2005.

55. Богданович Т.И., Назаров А.В. О математическом моделировании разработки нефтяных оторочек залежей с карбонатными коллекторами // Сборник научных трудов: М-лы науч.-техн. конф., Ухта, 20-23 апр. 2004 г. В 2 ч. Ч.1. - Ухта: УГТУ, 2005.

56. Богданович Т.И., Назаров А.В. Развитие методов математического моделирования для проектирования и анализа разработки месторождений Тимано-Печорской провинции // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: научн.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Кн. 1. – Ухта: Севернипигаз, 2005.

57. Богданович Т.И., Назаров А.В., Шукин А.Н. Особенности моделирования низкопроницаемых карбонатных залежей на примере Астраханского ГКМ // Разработка месторождений углеводородов: Сб. науч. тр. – М.: ООО “ВНИИГАЗ”, 2008.

58. Богданович Т.И., Вальковский С.Н., Назаров А.В. Гидродинамический симулятор “Протей”: особенности реализации, возможности, направления развития // Разработка месторождений углеводородов: Сб. науч. тр. – М.: ООО “ВНИИГАЗ”, 2008.

59. Назаров А.В. Моделирование разработки месторождений нефти и газа: состояние, проблемы, перспективы // Рассохинские чтения [Текст]: материалы сем. (4-5 фев. 2009 г.) / под. ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2009.

60. Назаров А.В., Собин А.М. Применимость принципа суперпозиции для прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений // Эффективность освоения запасов углеводородов : науч.-техн. сб. В 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем – Ухта: Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта, 2010.

61. Богданович Т.И., Громова Е.А., Назаров А.В. Новые версии гидродинамического симулятора "Протей" // Эффективность освоения запасов углеводородов : науч.-техн. сб. В 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем – Ухта: Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта, 2010.

62. Кашуба А.В., Назаров А.В. Алгоритм построения неструктурированных сеток для уточнения методики гидродинамического моделирования взаимодействия скважин // Эффективность освоения запасов углеводородов : науч.-техн. сб. В 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем – Ухта: Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта, 2010.