

На правах рукописи

ГРОМОВА ЕВГЕНИЯ АЛЕКСАНДРОВНА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Специальность: 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта 2012

Работа выполнена в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент
Назаров Андрей Владимирович

Официальные оппоненты: **Чупров Илья Федорович** –
доктор технических наук,
профессор кафедры высшей математики УГТУ

Каракчиев Эдуард Игоревич –
кандидат технических наук,
директор ООО «Квант»

Ведущая организация: Учреждение Российской академии наук
Институт проблем нефти и газа РАН

Защита состоится «12» декабря 2012 г. в 12⁰⁰ часов 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.

Отзывы на автореферат (в двух экземплярах, заверенные печатью) просьба высылать по указанному адресу ученому секретарю.

Автореферат разослан «10» ноября 2012 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат технических наук,
профессор

Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность тематики диссертационной работы

При проектировании разработки нефтяных залежей наиболее широкое распространение получила модель black oil, суть которой заключается в численном решении системы уравнений, описывающих трехфазное (вода, нефть, газ) трехкомпонентное (H_2O , C_{1-4} , C_{5+}) течение флюидов в пористой среде. Модифицированная модель black oil (МВО), учитывающая содержание компонентов C_{5+} в газовой фазе, широко применяется при проектировании разработки газоконденсатных залежей. Вместе с тем, значительная часть разрабатываемых газоконденсатных месторождений имеет нефтяные оторочки промышленного значения. Отличительной чертой модели типа МВО является единообразие физико-химических свойств жидкой углеводородной фазы (ЖУФ) во всех частях моделируемого объекта (газовая шапка, нефтяная оторочка). Эта особенность находится в противоречии с тем фактом, что конденсат и нефть существенно отличаются по своим физико-химическим свойствам. Данное противоречие заставляет в большинстве случаев отказаться от использования моделей типа МВО в пользу более сложного и требовательного к машинным ресурсам композиционного моделирования.

Безусловное достоинство композиционных моделей – их практически неограниченные возможности для решения самых разных задач проектирования разработки. Однако они не лишены ряда недостатков. Во-первых, при композиционном моделировании значительно возрастает количество уравнений. Во-вторых, для расчета входящих в уравнения физико-химических свойств флюидов необходимо предварительное определение состава пластовой смеси. В-третьих – сложность применяемых для реализации указанных моделей типов разностных схем. В настоящее время наиболее распространены полностью неявная схема (модель Кутса) и неявная по давлению – явная по составам. Первая предъявляет слишком жесткие требования к ресурсам ЭВМ, поэтому используется только для локальных расчетов, у второй ограниченные возможности устойчивости вычислительного процесса, контроль которой затруднителен. Кроме того, для обеих моделей требуется довольно тонкая настройка констант фазового равновесия и уравнения состояния.

Актуальность работы заключается в том, что существует необходимость создания альтернативного композиционному подходу метода моделирования разработки нефтегазоконденсатных месторождений, позволяющего адекватно описывать совместную фильтрацию газа, конденсата и нефти, не перегружая моделирование излишними вычислениями.

Цель диссертационной работы

Разработка, реализация и апробация методики трехфазного четырехкомпонентного гидродинамического моделирования, позволяющего корректно прогнозировать показатели разработки нефтегазоконденсатных залежей, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

Основные задачи исследования

1. Проанализировать существующие методы гидродинамического моделирования разработки залежей углеводородов различного типа, их достоинства, недостатки и области применения.

2. Предложить альтернативный композиционному моделированию подход, основанный на создании трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели, обладающий рядом достоинств при моделировании разработки нефтегазозаконденсатных залежей.

3. Разработать и описать методику подготовки исходной информации по физико-химическим характеристикам пластовых флюидов для корректной реализации трехфазной четырехкомпонентной модели.

4. Реализовать предлагаемую расчетную методику на примере одномерной гидродинамической модели.

Методы решения поставленных задач

Для проведения необходимых расчетов и математических экспериментов была разработана и реализована в виде программы следующая численная методика: одномерная гидродинамическая модель пласта, основанная на совместном решении уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации. Программа написана на языке программирования Visual Basic в пакете Microsoft Office Excel. Решение системы алгебраических уравнений на каждом временном шаге осуществляется методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений – методом матричной прогонки.

Для реализации предложенной гидродинамической модели разработана методика подготовки табличных зависимостей физико-химических свойств углеводородных флюидов от двух параметров.

Физические свойства флюидов (плотность и вязкость фаз, массовые доли компонентов в фазах, фазовые проницаемости) в каждой точке разностной сетки находятся линейным интерполированием по заданным одно- и двумерным сеткам. Использование для определения входящих в уравнения неразрывности величин эффективного способа аппроксимации позволяет существенно сократить количество вычислений и получить без особых затрат аналитические частные производные разностных аналогов уравнений неразрывности.

Для подтверждения работоспособности реализованной модели было проведено сопоставление результатов проведенных расчетов с аналогичными расчетами, выполненными в программных комплексах Tempest (в композиционной постановке) и «Протей» (в постановке black oil), показавшее удовлетворительную сходимость результатов.

Научная новизна

1. Выведены уравнения трехфазной четырехкомпонентной фильтрации при условии разделения жидкой углеводородной фазы на легкий и тяжелый компоненты, что позволяет адекватно описывать совместное течение нефтегазозакон-

денсатной смеси, не перегружая моделирование излишними вычислениями.

2. Предложенное решение системы выведенных уравнений в рамках использования полностью неявной разностной схемы обеспечивает безусловную устойчивость вычислительного процесса.

3. Формализация физико-химических свойств флюидов в зависимости от давления и массовой доли тяжелой фракции в жидкой углеводородной фазе, позволяет при трехфазном четырехкомпонентном моделировании учитывать различие физико-химических свойств ретроградного конденсата и пластовой нефти.

Защищаемые положения

1. Совершенствование модели black oil за счет разделения жидкой углеводородной фазы на легкий и тяжелый компоненты и введения дополнительного уравнения фильтрации тяжелой углеводородной фракции позволяет, не прибегая к композиционному моделированию, корректно прогнозировать показатели разработки нефтегазоконденсатных залежей.

2. Методика аппроксимации свойств углеводородных флюидов функциональными зависимостями двух переменных (давления и массовой доли тяжелой фракции в жидкой углеводородной фазе) обеспечивает возможность подготовки исходных данных для трехфазного четырехкомпонентного гидродинамического моделирования.

3. Результаты тестирования реализованной трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели подтверждают ее работоспособность и показывают удовлетворительную сходимость получаемых результатов с аналогичными расчетами в сертифицированных программных продуктах.

Практическая значимость работы

1. Разработана методика подготовки исходных данных по физико-химическим свойствам флюидов для реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

2. Проведены термодинамические расчеты, показавшие возможность формализации физико-химических свойств флюидов от двух параметров (давления и массовой доли тяжелой фракции в жидкой углеводородной фазе).

3. Предложена и реализована одномерная трехфазная четырехкомпонентная гидродинамическая модель.

4. Проведены численные расчеты на созданной трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели с использованием физико-химических свойств флюидов модельной смеси и реального нефтегазоконденсатного месторождения, подтвердившие работоспособность реализованной модели.

5. Результаты диссертационной работы использованы при проектировании разработки месторождений, эксплуатируемых ООО «Газпром переработка». Использование указанных результатов позволило провести предпроектные исследования по оптимизации активного воздействия на нефтяную оторочку Югидского нефтегазоконденсатного месторождения.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на международных молодежных научных конференциях «Севергеоэкотех-2011» и «Севергеоэкотех-2012» (УГТУ, г. Ухта, 16 – 18 марта 2011 г. и 21 – 23 марта 2012 г.); межрегиональных семинарах «Рассохинские чтения» (УГТУ, г. Ухта, 4 – 5 февраля 2010 г. и 3 – 4 февраля 2011 г.); II и III научно-практических молодежных конференциях «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 6 – 7 октября 2010 г. и 12 – 14 октября 2011 г.); пятой молодежной научно-технической конференции «Основные проблемы поиска, освоения и обустройства нефтегазовых месторождений и пути их решения» (ООО «ВолгоуралНИПИГаз», г. Оренбург, 22 апреля 2011 г.); научно-практической конференции молодых специалистов проектных организаций ОАО «Газпром» «Инновационные решения в области добычи, транспорта и переработки газа и газового конденсата» (ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ», г. Донецк, 8 – 9 сентября 2011 г.); всероссийской конференции с международным участием «Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа» (ИПНГ РАН, г. Москва, 15 – 18 ноября 2011 г.); XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой отрасли Сибири-2012» (ТюменНИИгипрогаз, г. Тюмень, 21 – 25 мая 2012 г.).

Публикации результатов работы

По теме диссертации опубликовано 11 печатных работ, в том числе три статьи опубликовано в изданиях, выпускаемых в РФ и рекомендуемых ВАК для публикации основных результатов диссертаций.

Структура и объем диссертационной работы

Работа состоит из введения, 4-х глав, заключения и библиографического списка, содержащего 131 источник. Текст изложен на 148 страницах, в работу включены 73 рисунка и 27 таблиц.

Благодарности

Автор, пользуясь возможностью, выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю кандидату технических наук, доценту А.В. Назарову за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы; кандидатам технических наук А.Н. Щукину и Т.И. Богданович за помощь в создании гидродинамической модели, ценные советы и рекомендации в процессе работы, а также сотрудникам ИПНГ РАН и сотрудникам отдела центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта за практические советы и помощь при решении поставленных задач.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

Первая глава посвящена обзору предшествующих исследований. Описана история развития и проведен обзор современного состояния методов математического моделирования фильтрации углеводородных систем, а также исследований в области методов математического моделирования парожидкостного равновесия углеводородных газожидкостных систем.

Автором изучен ряд работ, посвященных проблеме моделирования разработки месторождений углеводородов, среди которых труды таких крупных ученых как М.Т. Абасов, Х. Азиз, С.Е. Бакли, Г.И. Баренблатт, Т.Н. Диксон, Ю.П. Желтов, С.Н. Закиров, Р.Д. Каневская, А.П. Крылов, С.А. Кундин, М.К. Леверетт, Л.Е. Лейбензон, В.И. Лис, М. Маскет, А.Х. Мирзаджанзаде, Л.А. Раппопорт, М.Д. Розенберг, Э. Сеттари, А. Спивак, Р.М. Тер-Саркисов, С.А. Христианович и многих других.

При анализе методов гидродинамического моделирования разработки залежей углеводородов различного типа изучены работы российских и зарубежных авторов, внесших большой вклад в научные исследования по следующим направлениям:

- математические модели фильтрации флюидов типа black oil (модифицированная и в классической постановке);

- многокомпонентные математические модели фильтрации пластовых флюидов;

- альтернативные гидродинамические модели фильтрации пластовых флюидов.

Рассмотрены достоинства, недостатки и области применения рассмотренных видов гидродинамических моделей, приведены примеры использования моделей для прогноза показателей разработки реальных месторождений, а также для решения различных прикладных задач.

Автором подчеркивается важность того, что успешная реализация любой гидродинамической модели напрямую зависит от правильно заданных свойств пластовых флюидов в ходе разработки залежи и качества исходной информации. Рассмотрены методики расчета свойств флюидов при реализации моделей типа black oil, предложенные Витсоном и Торпом, Коутсом, Маквэем, Уолшем и Таулером, Фатта, приведен пример работ А.И. Брусиловского и его учеников.

Отмечена значимость выбора используемого при реализации композиционных моделей вида уравнения состояния (Редлиха – Квонга, Соаве – Редлиха – Квонга, Пенга – Робинсона и его модификаций, А.И. Брусиловского) и используемых при этом методов его настройки, которые были подробно изучены такими учеными, как Коутс, Педерсен, Данеш, Хосейн и Дейв.

Помимо этого описаны наиболее распространенные методы разбивки группы компонентов C_{5+} на псевдофракции и определения их свойств (модель К. Витсона; метод Лоренца – Брея – Кларка, методика Г.Р. Гуревича и А.И. Брусиловского); а также методы группировки большого количества отдельных компонентов в псевдофракции (схемы, разработанные Витсоном, Беренсом и Сандлером,

Ахмедом, Педерсон с коллегами, Данеш).

На основе изученного материала сделаны следующие выводы, содержащие в себе обоснование тематики диссертационной работы:

– эффективная разработка месторождений природных углеводородов напрямую зависит от построения корректной гидродинамической модели, основанной на решении уравнений фильтрации;

– на сегодняшний день практически не существует универсальных моделей, пригодных для всех типов месторождений природных углеводородов (за исключением громоздких, требовательных к машинным ресурсам и имеющих ограниченные возможности устойчивости вычислительного процесса композиционных моделей);

– от правильно заданных свойств пластовых флюидов в ходе разработки залежи и качества исходной информации напрямую зависит успешная реализация любой гидродинамической модели, что предопределяет необходимость развития методов подготовки рVT-данных для решения гидродинамических задач;

– совершенствование существующих и разработка альтернативных методов математического моделирования является актуальным направлением современной науки.

Во второй главе рассмотрена постановка задачи одномерной трехфазной четырехкомпонентной фильтрации флюидов. В ее основе лежит условное разделение фракции C_{5+} на две: легкую и тяжелую, таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной и задача сводится к решению системы четырех обобщенных уравнений неразрывности. Для первых трех фаз (вода, жидкая углеводородная фаза и газовая углеводородная фаза) уравнения аналогичны модели black oil и записываются в виде

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

где α = вода, жидкая углеводородная фаза, газообразная углеводородная фаза; $k = H_2O, C_{1-4}, C_{5+}$; ρ_{α} – плотность фазы « α »; l_{α}^k – массовая доля компонента « k » в фазе « α »; \vec{v}_{α} – скорость фазы « α »; m – пористость; s_{α} – насыщенность; q^k – массовая плотность источника по компоненту « k ».

Для корректности задачи вводятся четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства-времени – массовая доля тяжелой фракции во фракции C_{5+} , находящейся в жидкой фазе (считается, что тяжелая фракция в газовой фазе отсутствует). Дополнительное уравнение фильтрации тяжелой фракции с учетом того, что она течет только в углеводородной жидкости, имеет следующий вид:

$$\operatorname{div}(\rho_{\alpha} \vec{v}_{\alpha} l_{\alpha}^k \omega) + \frac{\partial}{\partial t} [m \rho_{\alpha} s_{\alpha} l_{\alpha}^k \omega] + q^k \omega = 0, \quad (2)$$

где ω – массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ; α – ЖУФ; k – суммарная фракция C_{5+} .

Отличие предлагаемой модели от модели black oil схематично представлено на рисунке 1.

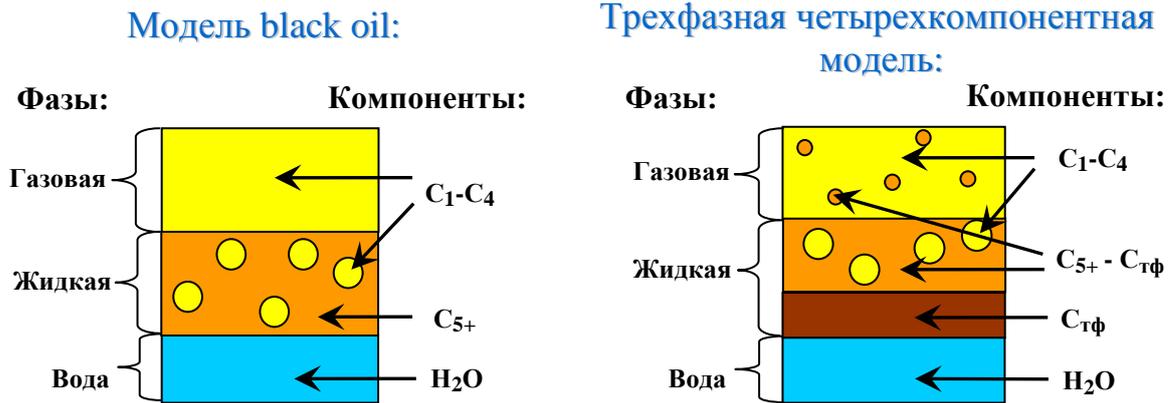


Рисунок 1. Отличие модели black oil и трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели

Система уравнений дополняется замыкающими соотношениями:

$$\sum_{\alpha} s_{\alpha} = 1, \quad \sum_k l_{\alpha}^k = 1, \quad \alpha = \text{газ, нефть},$$

а также начальными и граничными условиями:

$$t = 0 \quad p(x) = p_H, \quad s_g(x) = s_{gH}, \quad \xi(x) = \xi_H, \quad \omega(x) = \omega_H;$$

$$x = 0 \quad \frac{\partial p}{\partial x} = 0;$$

$$x = L \quad \frac{\partial p}{\partial x} = 0.$$

Разностный аналог уравнения неразрывности для элементарного объема с номером i для компонента k предпочтительнее вывести из балансовых соотношений, которые имеют вид:

$$M_{k\ i-1/2}^i + M_{k\ i+1/2}^i - \Delta M_{k\ t}^i - Q_k^i = F_k^i = 0, \quad (3)$$

где $M_{k\ i-1/2}^i$ – масса компонента « k », поступившая в рассматриваемый элемент за время Δt из элемента $i-1$; $M_{k\ i+1/2}^i$ – то же из $i+1$; $\Delta M_{k\ t}^i$ – изменение массы компонента « k » за время Δt в элементе i ; Q_k^i – отбор компонента « k » из элемента с номером i за время Δt , F_k^i – разностный аналог уравнения неразрывности.

Соответствующая система уравнений неразрывности имеет следующий вид:

$$\begin{cases} M_{H_2O\ i-1/2}^i + M_{H_2O\ i+1/2}^i - \Delta M_{H_2O\ t}^i - Q_{H_2O}^i = 0 \\ M_{C_{5+}\ i-1/2}^i + M_{C_{5+}\ i+1/2}^i - \Delta M_{C_{5+}\ t}^i - Q_{C_{5+}}^i = 0 \\ M_{C_{1-4}\ i-1/2}^i + M_{C_{1-4}\ i+1/2}^i - \Delta M_{C_{1-4}\ t}^i - Q_{C_{1-4}}^i = 0 \\ M_{C_{ТФ}\ i-1/2}^i + M_{C_{ТФ}\ i+1/2}^i - \Delta M_{C_{ТФ}\ t}^i - Q_{C_{ТФ}}^i = 0 \end{cases}, \quad (4)$$

где $C_{ТФ}$ – жидкие углеводороды, отнесенные к тяжелой углеводородной фракции.

Расчет слагаемых производится естественным образом:

$$M_{k\ i\pm 1/2}^i = \frac{k_{i\pm 1/2} \cdot B \cdot h}{\Delta x} \sum_{\alpha} f_{\alpha\ i\pm 1/2} \frac{\rho_{\alpha\ i\pm 1/2} \cdot l_{\alpha\ i\pm 1/2}^k}{\mu_{\alpha\ i\pm 1/2}} (p_{i\pm 1} - p_i) \Delta t, \quad (5)$$

$$\Delta M_{kt}^i = B \cdot h \cdot \Delta x \cdot m \left[\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \cdot s_{\alpha} \cdot l_{\alpha}^k - \sum_{\alpha} \hat{\rho}_{\alpha} \cdot \hat{s}_{\alpha} \cdot \hat{l}_{\alpha}^k \right], \quad (6)$$

где B и h – соответственно ширина и эффективная толщина пласта; k – проницаемость; μ – вязкость фазы « α »; Δx – длины элементарных объемов; m – пористость. Верхней крышкой отмечены величины с предыдущего временного шага.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке, предложенной А.В. Назаровым и Э.В. Севериновым. Искомыми функциями в этом случае, помимо ω , выбираются давление (p), водонасыщенность (s) и приведенный состав (ξ). Под последним понимают массовую долю фракции C₁-C₄ в углеводородной смеси:

$$\xi = \frac{\rho_o \cdot \sigma \cdot l_o^{1-4} + \rho_g (1 - \sigma) l_g^{1-4}}{\rho_o \cdot \sigma + \rho_g (1 - \sigma)}, \quad (7)$$

где $\sigma = \frac{s_o}{1 - s}$, ρ_o, ρ_g , – плотности соответственно нефти и газа; l_o^{1-4}, l_g^{1-4} – массовые доли указанной фракции в соответствующих фазах.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается приведенному составу, а σ – единице, если отсутствует газ, и нулю – если нефть. В случае, когда система насыщена, насыщенности фазами находятся из следующих соотношений:

$$\sigma = \frac{\rho_g(p, \omega) [l_g^{1-4}(p, \omega) - \xi]}{\rho_g(p, \omega) [l_g^{1-4}(p, \omega) - \xi] + \rho_o(p, \omega) [\xi - l_o^{1-4}(p, \omega)]}, \quad (8)$$

где $s_o = \sigma(1 - s)$, $s_g = (1 - \sigma)(1 - s)$.

В данной системе вода считается инертной фазой, то есть можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе. Следовательно, в дальнейшем рассматривается только углеводородная часть пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Плотность и вязкость воды являются функциями давления, свойства остальных флюидов (плотностей, вязкостей, массовых долей компонентов в фазах) в насыщенной области – функциями давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ.

Относительная фазовая проницаемость по воде является функцией насыщенности водой, относительная фазовая проницаемость по газу – функция соот-

Дополнительно при создании модели реализована возможность моделирования поддержания давления в работающей ячейке в случае снижения давления в данной ячейке до заданного минимального (p_{\min}).

В третьей главе описана разработанная автором методика подготовки физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции C_{5+} , необходимая для корректной реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

В результате проведения ряда многочисленных термодинамических расчетов была показана возможность формализации свойств флюидов от двух параметров (p и ω). Используемая методика заключалась в следующем. Был взят трехкомпонентный состав, состоящий из метана, гептана и компонента C_{35} . Такое количество компонентов является минимальным и достаточным для моделирования нефтегазоконденсатной системы, где самый легкий компонент характеризует «сухой» газ, средний – конденсат, а тяжелый – нефть. С данным составом были проведены расчеты, моделирующие закачку «сухого» газа в нефтегазоконденсатное месторождение. Расчеты заключались в том, что половину газовой фазы, существующей при определенных давлении и температуре, замещали метаном и рассчитывали состав получающейся новой газовой фазы, уже неравновесной по отношению к сосуществующей жидкой фазе. Образующуюся новую пластовую смесь приводили к тем же давлению и температуре и получали новые составы жидкой и газовой фаз, с которыми проводили аналогичные расчеты.

С составами пластовой смеси, образующейся при каждом смешивании, был проведен расчет контактной конденсации, в результате которого получены составы жидкой и газовой фаз при различных значениях давления, а также рассчитаны интересующие свойства флюидов (массовые доли компонентов в фазах, плотности и вязкости жидкой и газовой фаз, газоконденсатная характеристика (ГКХ) для газовой и газосодержание (ГС) для жидкой фазы). Свойства флюидов при давлении, равном 17 МПа, приведены в таблице.

Параметры фазового равновесия жидкой и газовой фаз в любой заданной термобарической точке для смеси известного состава рассчитывались на основе уравнения состояния А.И. Брусиловского. Расчет вязкости газовой фазы при пластовых условиях производился с использованием корреляции Ли – Гонзалеса, жидкой фазы – по методу расчета вязкости через ее состав, предложенному Джосси и его коллегами.

Используя результаты расчетов, были построены графики зависимости интересующих параметров от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления (пример зависимости для плотности жидкой фазы приведен на рисунке 2). В результате интерполяции полученных зависимостей по массовой доле тяжелой фракции в ЖУФ, а затем по давлению получили табличные зависимости интересующих параметров, которые для плотности газовой фазы представлены в виде графика на рисунке 3. При проведении интерполяции полученных зависимостей используется видоизмененный метод локальной квадратичной ин-

терполяции. Данные зависимости могут быть использованы при реализации трех-фазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

Зависимость свойств флюидов от массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ при фиксированном значении давления 17 МПа

Массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ	l_{1-4} в ЖУФ, доли ед.	l_{5+} в газовой фазе, доли ед.	l_{1-4} в газовой фазе, доли ед.	Плотность газовой фазы, кг/м ³	Плотность ЖУФ, кг/м ³
0,000	0,1039	0,0458	0,9542	111,738	577,1
0,018	0,1030	0,0455	0,9545	111,702	580,4
0,082	0,0995	0,0445	0,9555	111,561	592,9
0,151	0,0959	0,0432	0,9568	111,395	606,7
0,210	0,0928	0,0420	0,9580	111,237	618,7
0,315	0,0873	0,0397	0,9603	110,919	640,7
...
0,866	0,0552	0,0138	0,9862	107,594	781,9
...
0,983	0,0466	0,0021	0,9979	106,150	821,2

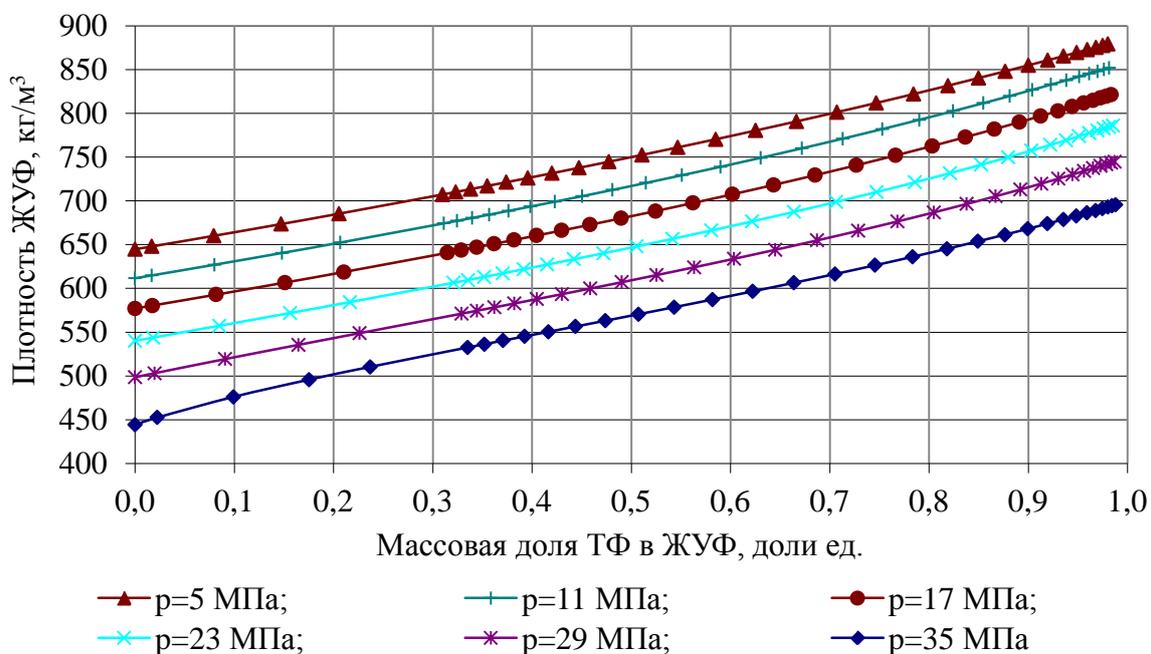


Рисунок 2. Зависимость плотности ЖУФ от массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ при фиксированных значениях давления

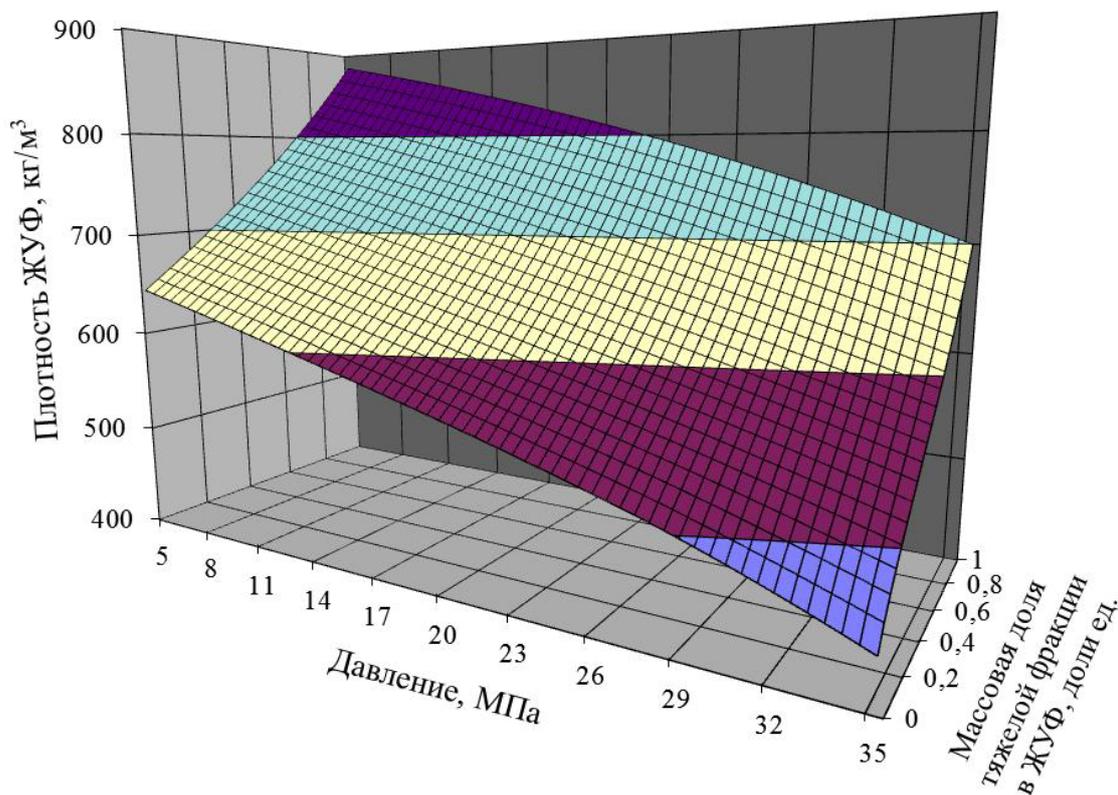


Рисунок 3. Зависимость плотности жидкой фазы модельной смеси от давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ

При анализе проведенных расчетов сделаны выводы, что все рассмотренные графики укладываются в общие тенденции и закономерности, свойственные реальным углеводородным системам, что подтверждает правомерность их применения при реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

Дополнительно рассмотрен пример подготовки физико-химических свойств флюидов при моделировании разработки реального нефтегазоконденсатного месторождения на примере Югидского НГКМ. Расчеты проведены в программном комплексе Tempest.

В процессе проведения расчетов составы жидкой и газовой фаз подбирались таким образом, чтобы их давления насыщения и начала конденсации были равны давлению на ГНК (33,31 МПа, поскольку система находится в термодинамическом равновесии), а при снижении давления до принятых для газоконденсатной области давления начала конденсации (32,8 МПа) и для нефтяной оторочки давления насыщения (30,6 МПа) имели соответствующие им принятые значение начального содержания компонентов C_{5+} в пластовом газе (357 г/м³) и начального газосодержания в нефти (361 м³/т). При этом компоненты C_{5+} в составе газовой фазы были разбиты на пять псевдофракций (F1 – F5) с молекулярной массой до 200. А компоненты C_{5+} в составе пластовой нефти – на пять псевдофракций (F6 – F10) с минимальной молекулярной массой самой легкой псевдофракции – 203.

Поскольку пластовая нефть и ретроградный конденсат в пласте взаимно смешиваются, то свойства жидкого пластового флюида в различных ячейках гидродинамической модели и в различные моменты времени будут, монотонно изме-

няясь, варьировать от свойств, соответствующих свойствам чистого конденсата до свойств чистой нефти, в зависимости от доли нефти в составе флюида. Если отнести к тяжелой фракции в составе ЖУФ псевдофракции, описывающие компоненты C_{5+} в составе нефти (F6 – F10), а к легкой – в составе конденсата (F1 – F5), то параметр ω будет характеризовать массовую долю нефти в составе жидкой углеводородной фазы.

Для формализации физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли нефти в составе жидкой углеводородной фазы рассчитаны составы смесей с различным соотношением конденсата и нефти, а также давление насыщения (начала конденсации) полученных смесей. Дальнейшие расчеты проведены аналогично расчетам с составом модельной смеси и получены необходимые для моделирования двумерные зависимости свойств флюидов. Зависимость плотности жидкой фазы от давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ представлена на рисунке 4.

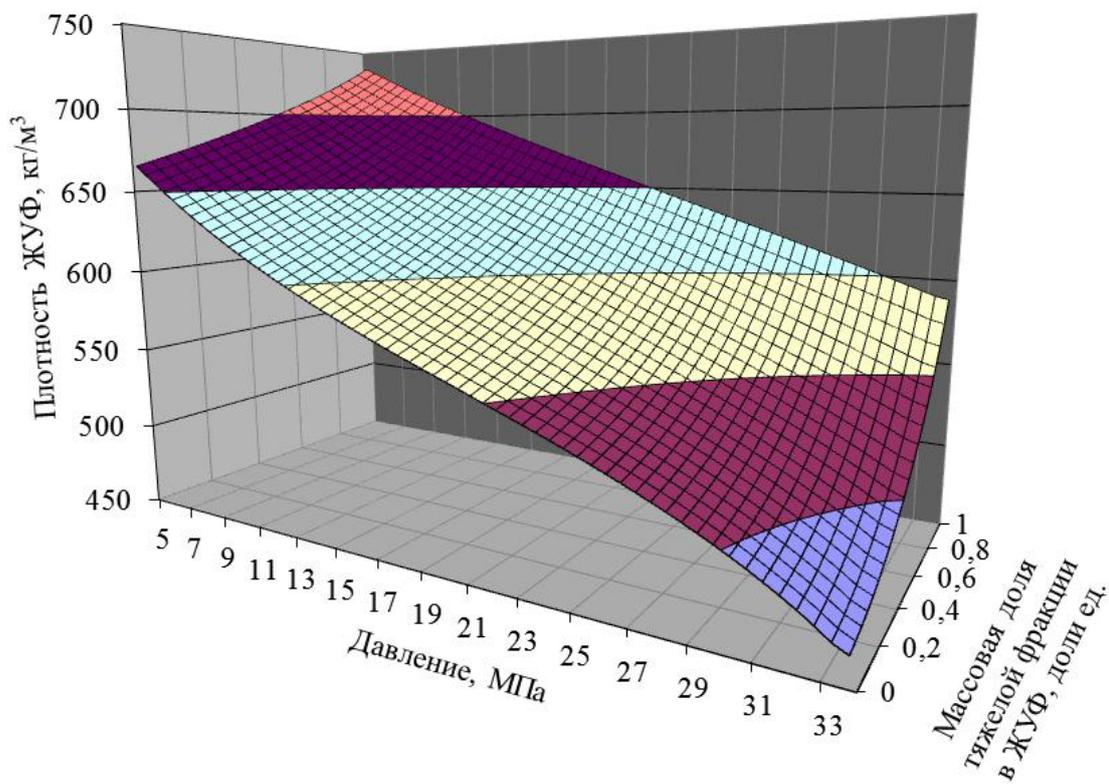


Рисунок 4. Зависимость плотности жидкой фазы флюидов Югидского НГКМ от давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ

В четвертой главе проведены численные эксперименты на созданной согласно предложенной методике одномерной гидродинамической модели. Модель реализована автором работы в виде программы, написанной на языке программирования Visual Basic в пакете Microsoft Office Excel.

Первый этап тестирования модели заключался в проведении расчетов с использованием свойств модельной трехкомпонентной смеси.

В первом примере показано, что при задании в однородном по коллекторским свойствам пласте неравновесного давления при прочих равных параметрах

наблюдается перераспределение давления в ячейках и изменение составов и насыщенностей жидкой и газовой фазами в соответствии с физикой процесса.

Во втором примере при задании постоянного отбора компонента C_{1-4} из первой ячейки (отбор извлекаемых при этом компонентов C_{5+} и H_2O рассчитывается исходя из условия неразрывности пластовой смеси) рассмотрено два варианта, отличающихся насыщенностью ЖУФ (вариант «а» – преимущественно ЖУФ, вариант «б» – преимущественно газовая фаза).

В результате расчетов показано, что с течением времени:

– давление в области ячейки, в которой задан отбор, снижается, при этом скорость падения давления с течением времени замедляется, поскольку при постоянном отборе C_{1-4} со временем попутно отбирается меньше жидких углеводородных компонентов, которые в значительной степени влияют на снижение давления;

– в результате снижения в пласте давления из газовой фазы выпадает конденсат и в направлении к добывающей ячейке «приведенный состав» и массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ снижаются, а насыщенность ЖУФ возрастает.

В варианте «б» уменьшение начальной насыщенности ЖУФ приводит к менее интенсивному и более равномерному снижению давления, насыщенности ЖУФ и приведенного состава и, напротив, к более интенсивному и равномерному снижению массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ, что связано с большими запасами газа и незначительными отборами жидкой фазы.

Динамика отбора компонентов C_{5+} , в том числе компонентов C_{35+} , а также отдельно количество компонентов C_{5+} , поступающее в составе жидкой и в составе газовой фаз для вариантов «а» и «б», представлена на рисунках 5 и 6.

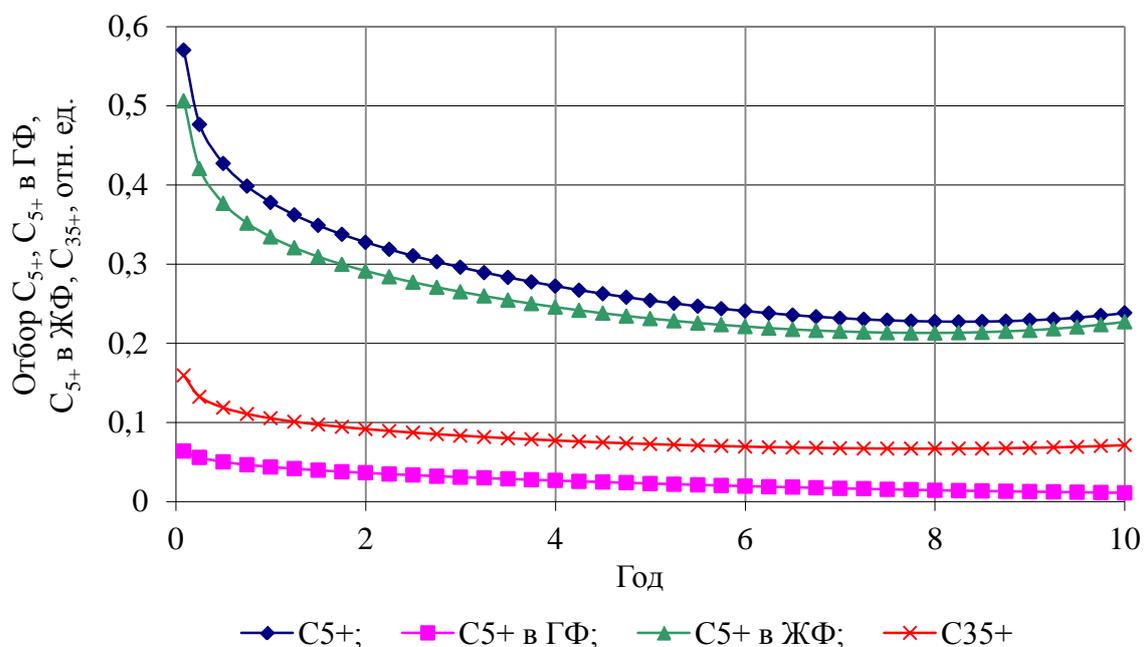


Рисунок 5. Динамика отбора компонентов C_{5+} (в том числе C_{35+}) (пример 2, вариант «а»)

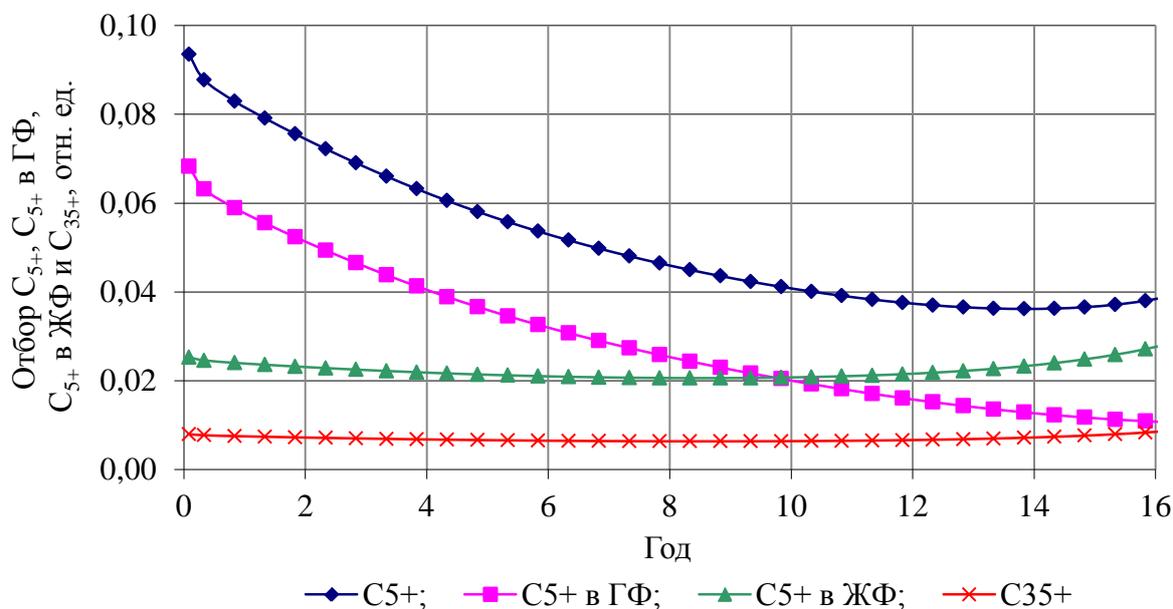


Рисунок 6. Динамика отбора компонентов C_{5+} (в том числе C_{35+}) (пример 2, вариант «б»)

При анализе представленных графиков можно проследить следующую тенденцию:

- отбор компонентов C_{5+} в составе газовой фазы снижается со временем, поскольку газ становится менее обогащенным промежуточными компонентами;
- отбор компонентов C_{5+} , поступающих в жидкой фазе, снижается, поскольку снижается отбор жидкой фазы в целом;
- в варианте «а» отбор компонентов C_{5+} в несколько раз больше, чем в варианте «б», причем поступление компонентов C_{5+} происходит в основном только в составе жидкой фазы, тогда как в варианте «б» значительная доля компонентов C_{5+} поступает в составе газовой фазы, причем в первое время она даже превышает долю, поступающую в составе жидкой.

В третьем тестовом примере в однородном по площади и коллекторским свойствам пласте заданы постоянная закачка газовых компонентов (C_{1-4}) в 20-ю ячейку и равный объему закачки постоянный отбор газовых компонентов (C_{1-4}) из 1-й ячейки (отбор извлекаемых при этом компонентов C_{5+} и H_2O рассчитывается исходя из условия неразрывности пластовой смеси).

Анализируя полученные результаты, можно подчеркнуть следующее:

- в пласте наблюдается близкий к установившемуся режим течения флюидов от зоны закачки к зоне отбора, однако, несмотря на компенсирующую закачку газовых компонентов, наблюдается снижение давления в пласте с течением времени за счет попутного извлечения компонентов C_{5+} и H_2O ;
- в результате закачки и фильтрации в пласте газовых компонентов (C_{1-4}) в области зоны закачки наблюдается испарение промежуточных компонентов из жидкой фазы в газовую и, соответственно, увеличение доли тяжелых компонентов в ЖУФ с течением времени от начального значения до единицы и уменьшение насыщенности ЖУФ;
- при закачке газовых компонентов происходит вытеснение жидкой фазы в

соседнюю ячейку, что объясняет возрастание кривой насыщенности ЖУФ на соответствующем графике;

– в области добывающей ячейки наблюдается снижение давления и, соответственно, выпадение части ранее испарившихся в газовую фазу промежуточных компонентов, в результате чего насыщенность ЖУФ возрастает, а массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ уменьшается;

– для графика приведенного состава характерна зависимость, обратная графику насыщенности ЖУФ.

Для дополнительного подтверждения работоспособности предлагаемой модели было проведено сопоставление результатов расчетов с использованием коллекторских и физико-химических свойств флюидов Югидского НГКМ, с аналогичными расчетами, выполненными в программных комплексах Tempest (композиционная постановка) и «Протей» (в постановке black oil). Модель состоит из 21 ячейки. В центральной ячейке расположена добывающая скважина, работающая с заданным постоянным отбором газа. Рассмотрено три варианта фазового состояния флюида при начальных пластовых условиях. В первом варианте флюид находится в газовом состоянии, во втором – в жидком, в третьем варианте заданы две зоны – газовая и нефтяная, находящиеся в равновесии.

На рисунках 7 – 9 представлено распределение давления после двух лет работы добывающей скважины. Максимальное расхождение полученных результатов в третьем варианте не превышает 4 %, что позволяет говорить об их удовлетворительной сходимости.

Различие результатов расчетов во многом связано с погрешностью, вносимой из-за различной формы записи уравнений массообмена, в результате аппроксимации непрерывной задачи конечно-разностными уравнениями, а также из-за различной формы записи матрицы Якоби. Кроме того разница в результатах объясняется тем, что при композиционном моделировании плотность газовой фазы в стандартных условиях зависит от состава, а в модели black oil и при трехфазном четырехкомпонентном моделировании считается постоянной.

Можно отметить, что наиболее расхождение результатов расчетов наблюдается в тех ячейках, где происходит фильтрация жидкости, что, вероятнее всего, связано с разным расчетом относительной фазовой проницаемости для жидкой фазы.

При анализе результатов всех проведенных расчетов сделаны выводы, что они не противоречат физике процесса и подтверждают корректность реализованной модели. Предложенная расчетная методика позволяет отдельно рассчитывать добычу конденсата и нефти, учитывая при этом отличие их физико-химических свойств. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками.

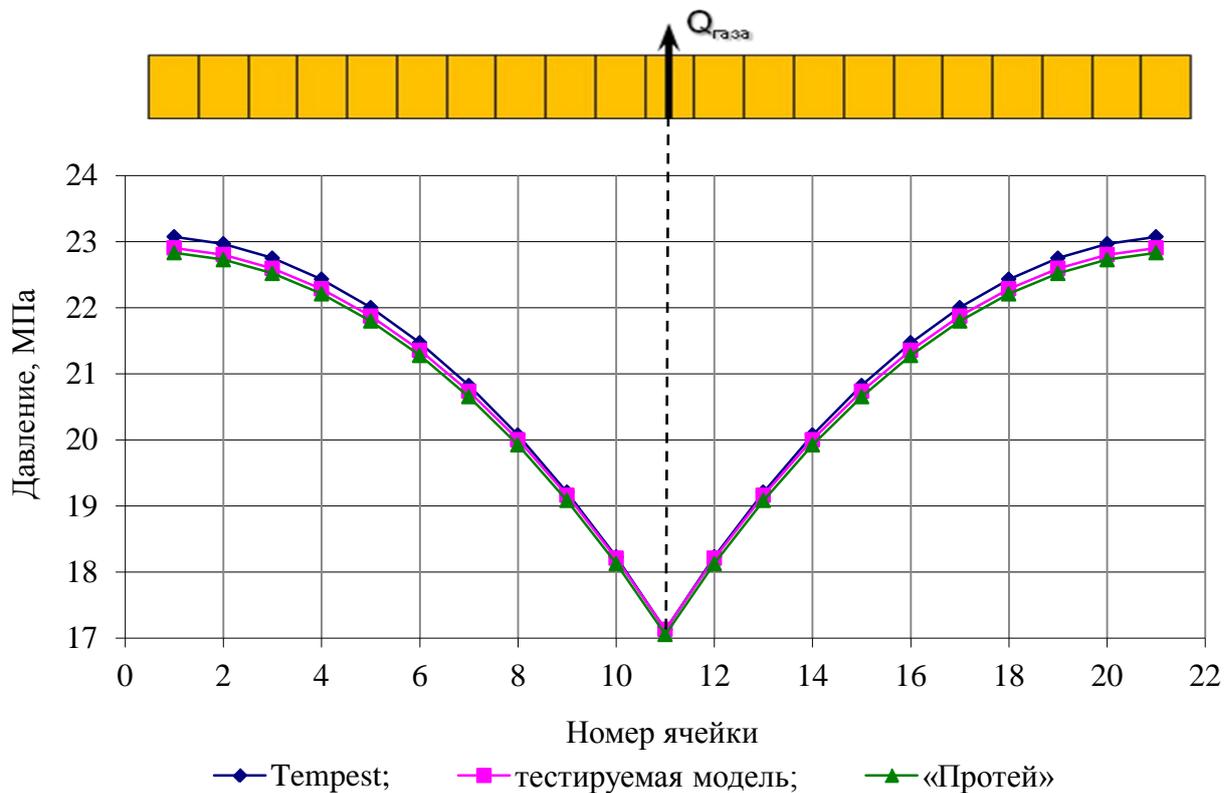


Рисунок 7. Сравнение результатов расчетов, полученных в тестируемой модели и программных комплексах Tempest и «Протей» (вариант 1)

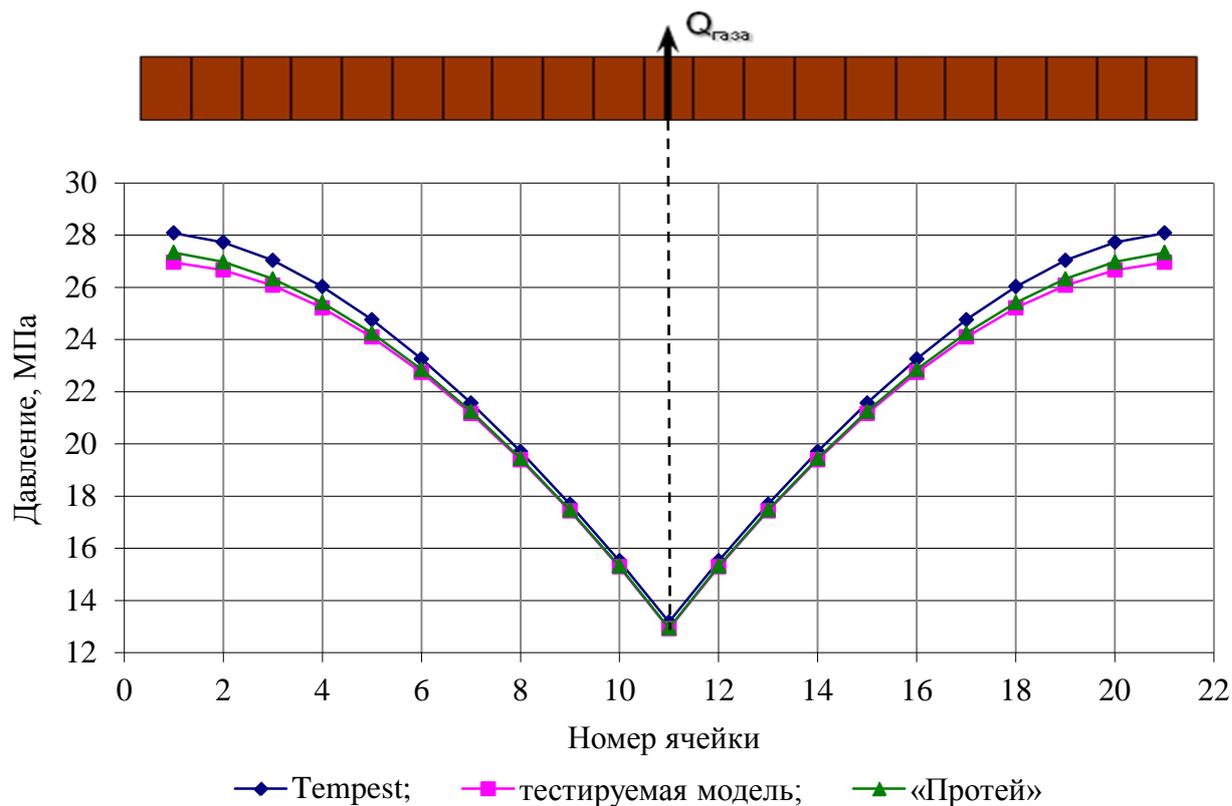


Рисунок 8. Сравнение результатов расчетов, полученных в тестируемой модели и программных комплексах Tempest и «Протей» (вариант 2)

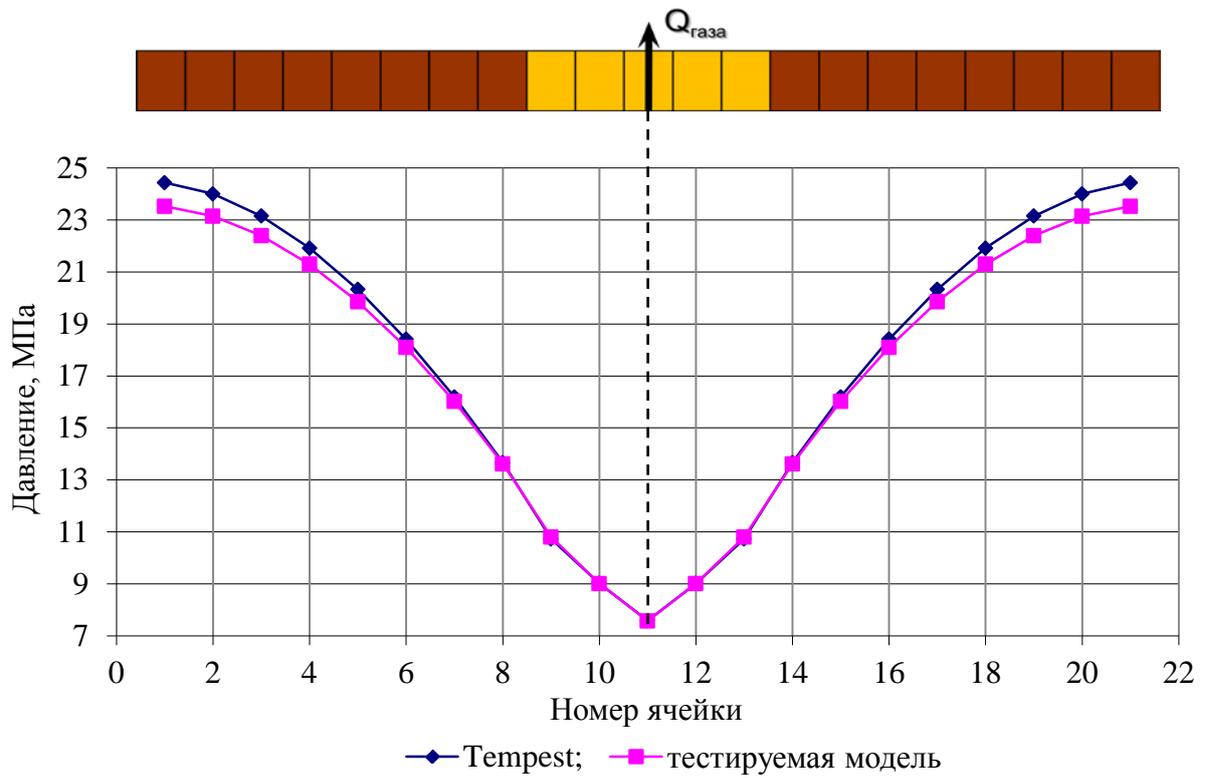


Рисунок 9. Сравнение результатов расчетов, полученных в тестируемой модели и программном комплексе Tempest (вариант 3)

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

При выполнении исследований, содержащихся в настоящей работе, получены следующие результаты.

1. Исследована принципиальная возможность предложенного подхода к моделированию показателей разработки нефтегазоконденсатных залежей, заключающегося в использовании трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

2. Выведены уравнения трехфазной четырехкомпонентной фильтрации при условии, что жидкая углеводородная фаза разделена на легкий и тяжелый компоненты.

3. Проведен ряд термодинамических расчетов, которые показали возможность построения гладких зависимостей физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции, находящейся в жидкой углеводородной фазе.

4. Для реализации предложенной гидродинамической модели разработана методика подготовки табличных зависимостей физико-химических свойств углеводородных флюидов от двух параметров, основанная на следующих принципах:

– параметры фазового равновесия жидкой и газовой фаз в любой заданной термобарической точке для смеси известного состава рассчитывались на основе уравнения состояния А.И. Брусилковского;

– расчет вязкости газовой фазы при пластовых условиях производился с использованием корреляции Ли – Гонзалеса, жидкой фазы – по методу расчета вязкости через ее состав, предложенному Джосси и его коллегами;

– для проведения интерполяции полученных зависимостей физико-химических свойств флюидов используется видоизмененный метод локальной квадратичной интерполяции.

5. Реализована трехфазная четырехкомпонентная гидродинамическая модель в одномерной постановке, основанная на совместном решении уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации, при разработке которой особое внимание было уделено следующим актуальным задачам и направлениям:

– отказ от использования композиционного моделирования за счет применения более простой модели;

– использование при расчетах полностью неявной разностной схемы, что обеспечивает безусловную устойчивость и, как правило, сходимость вычислительного процесса (решение системы алгебраических уравнений на каждом временном шаге осуществляется методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений – методом матричной прогонки);

– осуществление контроля над счетом путем проверки условия покомпонентного материального баланса;

– возможность задания фиксированного отбора из ячеек по одному из компонентов (C_{5+} , C_{1-4} , H_2O) или по сумме компонентов ($C_{5+}+C_{1-4}$) и задания фиксированной закачки в ячейки компонентов C_{1-4} , H_2O , или суммы компонентов

($C_{1-4}+H_2O$) с указанием объемной доли в смеси воды или газа, т.е. моделирования водогазового воздействия;

– реализация возможности моделирования поддержания давления в работающей ячейке в случае снижения давления в данной ячейке до заданного минимального (p_{\min});

– учет различия физико-химических свойств конденсата, нефти и их смесей;

– использование для определения входящих в уравнения неразрывности величин эффективного способа аппроксимации, позволяющего существенно сократить количество вычислений и получить без особых затрат по имеющимся одно- и двумерным зависимостям аналитические частные производные разностных аналогов уравнений неразрывности;

– возможность отдельного учета добычи свободного газа, попутного нефтяного газа, конденсата и нефти.

6. Корректность модели и возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных залежей, была подтверждена в результате опробования модели на тестовых примерах.

7. Сопоставление результатов расчетов, проведенных с использованием коллекторских и физико-химических свойств Югидского НГКМ, с аналогичными расчетами, выполненными в программных комплексах Tempest (в композиционной постановке) и «Протей» (в постановке black oil), показало их удовлетворительную сходимость (максимальное расхождение полученных результатов не превысило 4 %), что дополнительно подтверждает работоспособность реализованной модели.

Основные результаты диссертационных исследований опубликованы:

– в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

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

2. Громова, Е.А. Подготовка исходных данных при реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели [Текст] / Е.А. Громова // Вестник ОГУ. – 2011. – № 16 (135). – С. 36 – 40.

3. Громова, Е.А. Математическое моделирование нагнетания газа в нефтегазоконденсатную залежь [Текст] / Е.А. Громова // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 3 (21). – С. 52 – 55.

– в других изданиях:

4. Громова, Е.А. Методический подход к моделированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / Е.А. Громова, А.В. Назаров // Рассохин-

ские чтения: м-лы межрегион. семинара (4 – 5 февр. 2010 г.) / под ред. Н.Д. Цхадая. – УГТУ, 2010. – С. 165 – 168.

5. Громова, Е.А. О возможности создания трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели [Текст] / Е.А. Громова // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тез. докл. II Науч.-практ. молодеж. конф. (6 – 7 окт. 2010 г.). – Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 22.

6. Богданович, Т.И. Новые версии гидродинамического симулятора «Протей» [Текст] / Т.И. Богданович, Е.А. Громова, А.В. Назаров // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. – Ухта, 2010. – С. 46 – 56.

7. Громова, Е.А. Формализация физико-химических свойств флюидов при двухфазном трехкомпонентном моделировании [Текст] / Е.А. Громова // Рассохинские чтения: м-лы межрегион. семинара (3 – 4 февр. 2010 г.) / под ред. Н.Д. Цхадая – УГТУ, 2011. – С. 235 – 239.

8. Громова, Е.А. Методология подготовки исходных данных по физико-химическим свойствам флюидов при моделировании разработки нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / Е.А. Громова // XII международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2011»: материалы конференции (16 – 18 марта 2011 г., Ухта) в 5 ч. Ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 322 – 326.

9. Громова, Е.А. Методика гидродинамического моделирования разработки нефтегазоконденсатных залежей [Текст] / Е.А. Громова // Научно-практическая конференция молодых специалистов проектных организаций ОАО «Газпром» – «Инновационные решения в области добычи, транспорта и переработки газа и газового конденсата»: сборник докладов. – Донецк: Ноулидж (донецкое отделение), 2011. – С. 6 – 12.

10. Громова, Е.А. Результаты тестирования гидродинамической модели нефтегазоконденсатной залежи [Текст] / Е.А. Громова // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тез. докл. III Науч.-практ. молодеж. конф. (13 – 14 окт. 2011 г.). – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – С. 15.

11. Громова, Е.А. Математическое моделирование методов повышения конденсатоотдачи при разработке нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / Е.А. Громова // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVII науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012. – С. 83 – 84.

Соискатель

Е.А. Громова

Подписано к печати 08.11.2012 г.
Заказ № 3172
Объем 1,5 п.л. Формат бумаги А5
Тираж 120 экз.

Отпечатано в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
По адресу 169300, г. Ухта, ул. Севастопольская, 1а, тел. 751685