

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 622.276.03:532

Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем

Б.А. Григорьев¹, В.В. Качалов², Ю.В. Пазюк², В.Н. Сокотущенко^{2,3*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ФГБУН «ОИВТ РАН», Российская Федерация, 125412, г. Москва, ул. Ижорская, д.13, стр. 2

³ Государственный университет «Дубна», Российская Федерация, 141980,

Московская обл., г. Дубна, ул. Университетская, д. 19

* E-mail: sokotushenko@mail.ru

Ключевые слова: многофазная фильтрация, фазовые проницаемости, математическое моделирование, автоколебания в пористой среде.

Тезисы. При введении абстракций для моделирования процессов фильтрации в пористых средах необходимо учитывать различные структурные особенности углеводородных смесей. В процессах фильтрации изменяются относительное содержание смеси и качество ее составных частей. В подобных задачах важную роль играют процессы фазовых переходов, такие как конденсация и испарение. При этом основными эффектами, определяющими движение смеси, являются неравновесное совместное движение нескольких жидких фаз, молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонент, поглощение твердой фазой или сорбция компонент, массообмен между фазами.

Для создания адекватных многокомпонентных термодинамических моделей в инженерной практике используются различные подходы, которые определяются типом смеси (пластовая нефть или газоконденсатная система), наличием или отсутствием информации о фракционной разгонке дегазированной углеводородной жидкости, предполагаемым методом разработки залежей и необходимой детальностью прогнозирования компонентного состава добываемой смеси. При моделировании газоконденсатных смесей в первую группу исследователи обычно включают так называемые чистые компоненты: азот, диоксид углерода, сероводород, метан, этан, пропан, бутаны. Вторая группа, состоящая из углеводородов C_{5+} , расчленяется на фракции, каждая из которых рассматривается как компонент системы. Такой подход позволяет эффективно учитывать величину потенциального содержания стабильного конденсата в пластовом газе и физико-химические характеристики дегазированного конденсата.

Проблемы разработки газоконденсатных месторождений

Недостаточная изученность основных закономерностей при разработке газоконденсатных месторождений, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокие и низкие пластовые давления в различные периоды разработки обуславливают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей. В этой связи сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования математической модели фильтрации.

Ключом к пониманию задачи фильтрации является определение течения смеси в месторождениях. Как известно, сконденсированная жидкость при давлениях ниже точки росы ведет к уменьшению конденсатоотдачи. Этот феномен является следствием ряда факторов, в частности фазовых свойств, а также характеристик потока как в пласте, так и в скважине. Так, исследована продуктивность скважины на месторождении Арун в Индонезии [1]. Показано, что продуктивность существенно сократилась за 10 лет разработки по причине скопления конденсата в призабойной зоне. Следует также отметить, что многочисленные исследования

крупнейших газоконденсатных месторождений (Штокмановского в Баренцевом море; Карачаганакского в Казахстане; Северного в Катаре, переходящего в Южный Парс в Иране и Купиагуа в Колумбии) подтверждают значительное влияние выпавшего конденсата в призабойной зоне на продуктивность месторождений.

По причине того, что макроскопические свойства определяются структурой и движением на микроуровне, установление макроскопических законов необходимо проводить на основании глубокого анализа физических микроскопических механизмов и свойств смеси. А.Ф. Богатырёвым, Б.А. Григорьевым, М.А. Незовитиной [2] представлен экспериментальный и теоретический материал по вычислению коэффициентов взаимной диффузии газов, входящих в состав природного газа. Приведены результаты экспериментальных исследований взаимной диффузии бинарных газоконденсатных смесей в достаточно широком диапазоне изменений термодинамических параметров (обработаны более 3 тыс. экспериментальных значений коэффициентов диффузии без малого для сотни бинарных газовых смесей). При этом рассмотрены теоретические и полуэмпирические методы и алгоритмы расчета коэффициентов диффузии. Примеры создания расчетных моделей природных газоконденсатных смесей с использованием данных, содержащихся в технических отчетах о промышленных и лабораторных исследованиях, приведены А.И. Брусиловским [3, 4].

Модель, оценивающая давление точки росы в газоконденсатных системах, построена с помощью программы LSSVM (*англ.* Least Square Support Vector Machine) [5]. С применением алгоритма имитации отжига (*англ.* simulated annealing) анализируются данные, полученные на 562 различных месторождениях газоконденсата. Результаты показывают, что модель значительно превосходит по точности существующие методы и делает прогнозы, совпадающие с экспериментальными данными. Кроме того, предложенная модель может имитировать реальную физическую тенденцию от давления точки росы в зависимости от температуры для постоянного состава флюида на фазовой кривой.

К. Сето и Ф. Орром (*англ.* C. Seto, F. Orr) представлены аналитические решения для многокомпонентного двухфазного потока в пористой среде с двойными контактными

разрывами (*англ.* double contact discontinuities) [6]. В качестве экспериментальной выбрана трехкомпонентная смесь. Двухфазная фильтрация осуществлялась в пульсирующем режиме. Показана стабильность двойных контактных разрывов в рамках теории энтропии состояния Лиу. Доказано, что итоговое решение непрерывно зависит от начальных условий. Эксперименты, проводимые с большим количеством компонентов, а также в системах с адсорбцией, наглядно демонстрируют влияние пульсирующего режима на двухфазную фильтрацию. Результаты К. Сето и Ф. Орра позволяют найти полное римановское решение при известных начальных и нагнетательных условиях.

Фазовые диаграммы в пористых средах

Изучение фазовых переходов – важная составляющая нефтегазовых исследований. Существует множество подходов к моделированию фазовых переходов. В том числе М. Чживэй (*пиньинь* М. Zhiwei) предложен новый метод изучения фазовых переходов, сводящийся к минимизации свободной энергии Гельмгольца [7]. Для системы фиксированного объема, температура и количество вещества которой неизменны, свободная энергия Гельмгольца достигает минимума в точке равновесия. На основании этого реализован алгоритм роя частиц (*англ.* particle swarm optimization, PSO) для вычисления фазовых диаграмм чистых компонентов и смесей. Результаты экспериментов хорошо согласуются с теоретическими данными. Рассматривая капиллярные эффекты, которые также существенно влияют на фазовые переходы, М. Чживэй сфокусировался на расчетах фазовых плоскостей, состоящих из пузырьков и линий точек росы [7]. Изучено воздействие постоянного и переменного капиллярного давления, фигурирующих в уравнениях Янга – Лапласа, на фазовые плоскости. Следует отметить, что капиллярное давление приводит к изменению фазовой плоскости: положительное – к уменьшению температуры в точке росы при неизменном давлении; отрицательное – к росту температуры в точке росы. Кроме того, контактные углы и радиусы пор также влияют на фазовую плоскость. Однако при больших радиусах пор воздействие несущественно.

Фазовые переходы в пористых средах происходят в пределах порового пространства. Они возникают в результате перенасыщения

внешней границы пористой среды. Это означает, что межмолекулярные силы, связывающие флюиды с поровым пространством, а также перенос массы и тепла влияют на фазовые равновесия и кинетику. Пористые среды моделируются в различных масштабах. Нуклеация зависит от свойств поверхности, фазовое равновесие – от межмолекулярного взаимодействия жидкости с поверхностью в микропорах и капиллярных сил в мезо- и макропорах; кинетика контролируется переносом насыщенности; краевые эффекты связаны с геометрией пор. Так, в статье Я. Йортоса и А. Стабоса (*англ.* Ya. Yortsos, A.K. Stubos) [8] рассматриваются термодинамика, кинетика и типы фазовых переходов жидкостей в жестких пористых средах. Был выбран следующий порядок изложения: адсорбция-десорбция (и капиллярная конденсация) однокомпонентных смесей, испарение жидкой фазы, выделение газа из перенасыщенной жидкости и растворение жидкой фазы. Каждый процесс анализируется на межмолекулярном, микро- (учитываются геометрически-топологические эффекты пористой микроструктуры) и макроуровне.

В диссертационной работе В.М. Булейко [9] приводятся результаты экспериментальных исследований, доказывающие важную роль сорбционно-десорбционных процессов в фазовых превращениях в продуктивном коллекторе, а также в распределении углеводородных компонентов между неподвижной и извлекаемой частями системы. Высококипящие компоненты пластовой углеводородной смеси, собираясь на стенках поровых каналов, способны изменять состав фильтрующегося флюида. Уменьшение сечения фильтрационных каналов может сопровождаться снижением проницаемости пласта и, как следствие, углеводородоотдачи. Явления, обуславливаемые молекулярным взаимодействием флюидов со стенками пор, существенны в условиях газоконденсатного или нефтяного пласта, представляющего собой высокодисперсную пористую среду с развита́й поверхностью.

Создан экспериментальный комплекс, позволяющий проводить исследования фазового поведения углеводородных и неуглеводородных флюидов в пористых средах и свободном объеме в диапазоне температур 110–420 К и давлений до 60 МПа [9]. Показано, что сорбционно-десорбционные процессы, изменяя состав флюида в поровом пространстве,

существенно влияют на его фазовое поведение. Обобщенные по экспериментальным данным изотермы адсорбции углеводородных смесей позволяют количественно оценивать распределение компонентов между неподвижной и извлекаемой (фильтрующейся) частями системы с учетом влияния связанной воды. Использование полученных результатов в проектах разработки залежей, приуроченных к плотным низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, в том числе залежей в ачимовских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири, позволит существенно повысить их нефте-, газо-, конденсатоотдачу. Экспериментально установлены зависимости количества сорбирующихся в пристеночном слое углеводородов от их молекулярной массы, удельной поверхности и водонасыщенности пристеночного слоя; определены критические параметры ряда характерных углеводородных смесей. Кроме того, установлено, что фактором, определяющим различия процессов выпадения и испарения конденсата в пористых средах, является макроскопическое расслоение жидкой и паровой фаз, обусловленное размером поровых каналов.

Относительные фазовые проницаемости

С целью определения влияния скорости потока и межфазного натяжения на относительную проницаемость породы проведены эксперименты при высоких давлениях [10]. Полученные результаты применены к потоку газоконденсата в области стола скважины. Устойчивыми и неустойчивыми методами изучено влияние относительной проницаемости на газовую и жидкую фазы. Эксперименты показали, что рост скорости потока приводит к увеличению относительной проницаемости для обеих фаз. Возрастающее при этом межфазное натяжение уменьшает относительную проницаемость для газовой фазы по сравнению с жидкой (в соответствии с числом Рейнольдса поток вдоль всего участка был ламинарным). Следует отметить, что при несоблюдении условий закона Дарси относительная проницаемость уменьшается вместе со скоростью потока.

Рассмотрено также влияние отклонений от закона Дарси и уменьшения размеров пор (*англ.* pore proximity) на добычу газоконденсата из наноскважин нетрадиционными методами [11]. Переносные свойства и механизмы, а также фазовые переходы значитель-

но разнятся в замкнутом объеме и в свободном пространстве (*англ.* bulk behavior). В наноскважинах вследствие взаимодействия молекул со стенками сосуда и межмолекулярного взаимодействия фазовые переходы претерпевают изменения, к тому же, когда средняя длина свободного пробега молекул приблизительно соответствует радиусу скважины, наблюдаются отклонения от закона Дарси. Это явление приводит к увеличению эффективной проницаемости для движущегося флюида. Так, исследована зависимость конденсатоотдачи от фазовых переходов и изменения переносных свойств вследствие уменьшения пор; с использованием второго уравнения Кликенберга проанализировано влияние отклонения от стационарного потока на производительность скважины; изучена корреляция производительности скважины и различных взаимодействий между порами [11]. Результаты показывают, что при уменьшении размера пор флюид ведет себя как сухой газ с уменьшающейся двухфазной областью, из-за чего наблюдается выход конденсата и увеличивается проницаемость. С учетом введенных ограничений уровень добычи газа не изменился, тогда как расход жидкости значительно возрос. Установлено, что эффект фазовых переходов положительно сказывается на добыче полезных ископаемых, в то время как изменение размера пор и проницаемости оказывает негативное воздействие на разработку месторождений. Типы взаимодействия между порами разных размеров ярко выражены и определяют, какие факторы оказывают наибольшее воздействие на производительность.

Исследования показали [11] отсутствие отклонений от закона Дарси на начальном этапе разработки месторождений, поскольку в этот период давление достаточно высокое. Входящий в линейный закон фильтрации Дарси коэффициент проницаемости определяется при исследовании керна или на основе результатов гидродинамических исследований. Показано, что для пористых сред коэффициент проницаемости зависит от размера, формы, дисперсности и степени цементированности зерен, а также от коэффициента пористости и др.

Однако в связи с тем что линейный закон фильтрации Дарси является приближенным, при увеличении скорости фильтрации жидкости и соответствующем увеличении скоростного напора сделанное ранее при выводе линейного закона фильтрации допущение может

оказаться несправедливым и обусловить погрешности в расчетах.

Эксперименты по изучению изменения двухфазной относительной проницаемости в водонефтяных системах показали, что добавление поверхностно-активного вещества в вытесняющую водную фазу изменяет натяжение на границе фаз, которое в свою очередь может оказать существенное воздействие на относительную проницаемость [12]. Представлены новые методы измерения относительной проницаемости, в частности, усовершенствован способ стационарного измерения относительной проницаемости; доказано существование некоторого критического диапазона межфазного натяжения, в наибольшей степени влияющего на относительную проницаемость [12]. Важно отметить, что в стандартном диапазоне относительная проницаемость возрастает по мере уменьшения межфазного натяжения.

Экспериментально изучена относительная проницаемость околокритического газоконденсата [13]. Обычно залежи газоконденсата представляют собой систему «жидкость – газ». Такие системы сложно моделировать экспериментально, поскольку они почти не смешиваются при высоких давлениях и температурах (обычно критическое давление и критическая температура превышают 300 бар и 100 °С соответственно). Существует метод упрощения лабораторных измерений путем использования двухкомпонентной жидкости с наблюдаемой ретроградной конденсацией и выбора температуры для контроля растворимости. Квазиравновесным методом в условиях, похожих на реализующиеся в месторождении газоконденсата вблизи скважины, проведена серия измерений относительной проницаемости на углеродном стержне умеренной проницаемости с использованием метанола/н-гексана в условиях слабого смешивания в присутствии воды [13]. Для обеспечения слабой смешиваемости с метанолом в воду добавлялся карбонат калия. Исследованы потоки газа и конденсата в разных соотношениях действующих сил (чисел капиллярности и Этвеша). Изучена относительная проницаемость в зависимости от состава и расхода жидкости, а также насыщенности конденсата и водяного пара. Показано, что зависимость относительной проницаемости от насыщенности смачивающей фазы сдвигается влево при увеличении расхода смачивающей фазы и уменьшении поверхностного натяжения.

Измерения и моделирование явлений инерционного потока и потока с высоким числом капиллярности для газоконденсата показали, что продуктивность большинства газоконденсатных скважин значительно падает при образовании конденсатной пробки, когда давление у забоя скважины падает ниже точки росы. Наиболее важным параметром для определения продуктивности скважины является эффективная проницаемость для газа вблизи от скважины, где скорости потока могут быть очень высокими. Понимание характеристик высокоскоростного потока газоконденсата необходимо для точной оценки продуктивности скважин. Ряд лабораторных экспериментов демонстрирует, что относительная проницаемость для газоконденсата возрастает при больших скоростях, уменьшая негативное влияние газоконденсатной пробки на продуктивность скважин. С другой стороны, инерционные эффекты потока могут уменьшить эффективную проницаемость для газа и, соответственно, продуктивность скважины.

Представлены результаты измерений относительной проницаемости на слабопроницаемом стержне из песчаника, полученные квазиравновесным методом при высоких давлениях и скоростях с использованием пятикомпонентного газоконденсата [13] в условиях, сходных с условиями месторождения вблизи скважины. Измерения проводились для набора межповерхностных натяжений и скоростей. Результаты измерений могут быть использованы для различения эффектов потоков с высоким числом капиллярности и инерционностью, а также с целью количественного исследования влияния этих двух конфликтующих явлений. Согласно экспериментальным данным коэффициент инерционного потока на 50 % выше, чем в эквивалентной двухфазовой системе «газ – вода». Результаты экспериментов моделировались по корреляции относительной проницаемости и числа капиллярности одновременно с поправкой к относительной проницаемости на инерционность потока. Показано [13], как эти модели можно использовать для прогнозирования поведения реальной газоконденсатной скважины.

Определение относительных фазовых проницаемостей в случае трехфазной фильтрации является значительно более сложной задачей, и соответствующие эксперименты проводятся достаточно редко. Практически фазовые

проницаемости для трехфазной системы определяются по данным двухфазной фильтрации. Наибольшее распространение получили модели, предложенные Х.Л. Стоуном (*англ.* H.L. Stone) [14–16]. Фазовые проницаемости зависят только от соответствующей насыщенности и определяются по данным двухфазной фильтрации. Для простоты предполагается, что газонасыщенность заземленным газом равна нулю, т.е. газ вытесняется полностью.

Неравновесная фильтрация

Согласно современным представлениям неравновесность фазовых проницаемостей связана с процессами переноса между порами. В большинстве предложений, касающихся совершенствования моделей фильтрации с учетом неравновесных эффектов, используются уравнения баланса массы, импульса и энергии для элементарного объема, характерный размер которого предполагается достаточно большим по сравнению с размером поровых каналов, но существенно меньшим характерного размера пласта [17]. Неравновесность учитывается либо введением в уравнения дополнительных членов, либо корректировкой равновесных соотношений в свете взаимодействия фаз. Введение дополнительных параметров повышает порядок уравнения, приводя его к уравнению второго порядка гиперболического вида, линейного по старшим производным, характеристиками которого являются координатные линии. Однако конкретный вид начальных и граничных условий остается неопределенным. Предлагается нестационарное граничное условие для краевой задачи, которое учитывает особенности переходных процессов неравновесной двухфазной фильтрации; доказываются существование, единственность и корректность поставленной задачи [17].

В статье В.М. Булейко и Г.А. Вовчука [18] приведены уравнения, выражающие зависимость потоков от действующих сил, среди которых выделяются фильтрационные и термодинамические. Определяется вклад каждого вида сил в общий поток. Кроме того, проанализированы особенности термодинамического состояния трудноизвлекаемых углеводородов. Эффект взаимодействия флюида с поверхностью пористой среды рассмотрен О.А. Лобановой, В.Р. Зубовым и И.М. Индрупским [19]. Установлено, что наряду с классической адсорбцией и капиллярной

конденсацией имеют место явления, возможные только в пористых средах: фазовые переходы смачивания, послойная кристаллизация, критическая адсорбция. Экспериментально изучив гистерезис фазовых переходов в свободном объеме и пористой среде, О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский описали процессы сегрегации в пористых средах и оценили характерное время релаксации к равновесному фазовому состоянию. Также ими предложена модель равновесных фазовых превращений как классическая модель изотермической трехфазной многокомпонентной фильтрации [20]. Гидродинамическая подзадача основана на уравнениях сохранения массы компонентов и законе фильтрации и учитывает различные свойства породы и флюидов, термодинамическая – обеспечивает замыкающие соотношения для системы гидродинамических уравнений. При этом рассмотрены физико-математические модели, лежащие в основе коммерческих симуляторов; предложены варианты их модернизации для учета неравновесных эффектов. Сформулированы гидродинамическая и термодинамическая подзадачи; описаны модели равновесных и неравновесных фазовых превращений.

Однако при переходе из двухфазного в однофазное состояние в силу различия составов паровой и жидкой фаз фазовый переход определяется диффузией компонентов через межфазную границу [21]. В пористой среде или в свободном объеме без перемешивания фаз такие процессы характеризуются большими сроками установления равновесия и, как правило, описываются как неравновесные. В результате имеет место гистерезис фазового перехода. Предполагается равновесность фазового поведения углеводородных смесей в пористой среде и его эквивалентность аналогичным процессам в свободном объеме. О.А. Лобановой и И.М. Индрупским описаны ситуации, в которых необходимо применять неравновесные модели. Установлена связь масштабного фактора с неравновесностью фазовых переходов, построена модель смеси при обратном изотермическом сжатии.

Неравновесные эффекты при прохождении газоконденсата через пористые среды изучены И. и М. Панфиловыми и С. Оладушкиным [22]. Так, поток газоконденсатной смеси через пористую среду характеризуется тремя факторами, которые определяют неравновесность переходов «газ – жидкость»: 1) капиллярными

и гравитационными коагуляциями мелких капель жидкости; 2) большими различиями в коэффициентах диффузии газа и жидкости; 3) разницей в подвижности жидкой и газобразной фаз. В основе анализа лежит разделение периодов капиллярно-гравитационной коагуляции и фазовых переходов. Коагуляция изучается на основе моделирования пористой среды. Капли жидкости помещаются в два мениска, где могут двигаться в направлении результирующих капиллярных или гравитационных сил. Далее строится модель фильтрации, учитывающая три возможных режима неравновесности. При относительно малой фазовой скорости обменные процессы ограничиваются диффузией. Это описывается с помощью интегро-дифференциальных операторов. По мере роста фазовой скорости возрастает воздействие на массообмен вращательных потоков внутри жидкости. Такой режим описывается моделью двойной релаксации, представляющей собой нелинейное кинетическое дифференциальное уравнение второго порядка. Поток жидкости при этом описывается уравнениями Бринкмена, в которых в отличие от закона Дарси возможен учет вращения. «Скользкий режим» проявляется при очень высоких фазовых скоростях, когда система стремится к новому равновесному состоянию, при котором время взаимодействия жидкости и газа значительно меньше времени массообмена. Обобщенную кинетическую модель «скользящего режима» получают методом гомогенизации.

В монографии М.М. Хасанова и Г.Т. Булгаковой [23] на ряде конкретных примеров показано, как создается иерархия моделей подземной гидродинамики и как они взаимодействуют друг с другом. К системам нефтегазодобычи применяются феноменологические модели, в которых законы природы дополняются уравнениями связи. В первой главе монографии подробно рассмотрены основные представления о фракталах и приведены примеры использования фрактальных характеристик при анализе объектов нефтегазодобычи. Вторая глава посвящена постановке и решению конкретной обратной задачи, связанной с реальными проблемами моделирования нефтегазодобычи. Рассмотрены предложенные авторами алгоритмы определения неравновесных фазовых проницаемостей по данным нестационарных исследований кернов. Уделено особое внимание

вопросам выбора оптимальной сложности модели. В третьей главе монографии показаны некоторые феноменологические модели релаксационной фильтрации реофизически сложных систем, учитывающие запаздывание в соотношениях между скоростью фильтрации и градиентом давления.

Четвертая глава монографии посвящена рассмотрению в рамках феноменологического подхода модели процесса вытеснения нефти водой из пористой среды, учитывающей микроэмульсионное состояние флюидов. Предлагается учесть неравновесные эффекты, связанные с изменением реологических свойств в микроэмульгированных системах. Наиболее важный результат – экспериментальное подтверждение обнаружения динамическими системами со сложной реологией фрактальности пространственных и временных свойств. Теоретически предсказанные колебания перепада давления качественно подтверждаются данными лабораторных исследований фильтрационных характеристик пористых сред. Расчеты показали, что в рамках рассмотренной модели удастся вполне удовлетворительно описать экспериментальную зависимость перепада давления от времени.

В пятой главе исследованы особенности процессов неравновесной двухфазной фильтрации в неоднородных средах. Реальная пористая среда характеризуется иерархией неоднородностей различных размеров. Но для выявления качественных особенностей, имеющих место при фильтрации в неоднородных средах, можно ограничиться простейшей моделью среды с двойной пористостью, которая предполагает существование двух взаимопроникающих сред с абсолютно разными размерами пор и значениями проницаемости.

В шестой главе монографии исследуется устойчивость неравновесной фильтрации газированной жидкости. Проведены также численные расчеты задачи о притоке газированной жидкости к скважине с забойным давлением ниже давления насыщения в режиме локального разгазирования, которые показали, что в эксплуатационной скважине могут наблюдаться колебания дебита нефти и газового фактора во времени. Таким образом, предложенная феноменологическая модель фильтрации газированной жидкости качественно объясняет результат экспериментов и может быть использована в гидродинамических расчетах процессов

нефтедобычи при давлениях ниже давления насыщения.

В седьмой главе книги на ряде примеров теоретически и экспериментально показано, что движение реофизически сложных сред сопровождается процессами самоорганизации, которые могут привести к образованию диссипативных структур и смене детерминированного поведения хаотическим.

Основными эффектами, определяющими фильтрационное движение смеси, являются неравновесное совместное движение нескольких жидких фаз, молекулярная и конвективная диффузия растворенных в фазах компонент, поглощение твердой фазой или сорбция компонент, массообмен между фазами. В настоящее время при проектировании и анализе разработки месторождений природных многокомпонентных пластовых флюидов широкое развитие и применение получили так называемые композиционные модели [24, 25]. Они позволяют определить изменения давления, состава и свойств пластовых флюидов при фактическом расположении сетки добывающих и нагнетательных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах [26].

Группой ученых из Университета Бундесвера в Мюнхене (*нем.* Universität der Bundeswehr München) выполнены исследования тепло- и массообмена в пористой среде с фазовыми переходами и численный расчет двухфазной фильтрации в пористой среде [27]. Макропроцесс моделировался на двухфазной смеси. В ходе эксперимента основными действующими силами считались капиллярное взаимодействие и двухфазная теплопроводность. Модель реализована в программе COMSOL в двух версиях: на базе одного и двух уравнений сохранения энергии.

Для оценки влияния неравновесного массообмена на продуктивность скважины сотрудниками Техасского университета на базе композиционного симулятора (*англ.* equation-of-state (EOS) compositional reservoir) разработана и реализована модель неравновесного массообмена газоконденсата [28]. Воздействие на коэффициент массообмена таких переменных, как скорость газа и коэффициент диффузии, устанавливалось по теоретическим данным. Однако доступных данных о массообмене для газоконденсата не оказалось, в связи с чем коэффициент массообмена был выбран исходя из здравого смысла. Несколько опытов провели

для того, чтобы определить воздействие неравновесного массообмена на режим течения близ ствола скважины. Теоретические результаты сравнивались с результатами опытов, проводимых в предположении локального равновесия. Сравнительный анализ показал, что неравновесность фаз ведет к снижению конденсатонасыщенности близ ствола скважины. Мольные доли легких и тяжелых компонентов в нефтяной фазе заметно отличаются. В высокоскоростных пластах эти отличия становятся более существенными. В целом неравновесные эффекты приводят к спаду конденсатоотдачи.

Влияние на извлекаемые запасы явлений ретроградной конденсации также анализировали канадские ученые (Hycal Energy Research Laboratories Ltd.) [29]. Ими описаны методы смягчения (*англ.* mitigating) фильтрации, а также симуляция методов нагнетания (*англ.* repressurization) газа, поверхностно-активных веществ и растворителей.

Однако, как показали проведенные экспериментальные исследования, формулы строгой кинетической теории и различные полуэмпирические методы, используемые в настоящее время для расчета термодиффузионных постоянных в многокомпонентных газовых системах, дают отклонения от экспериментальных данных в диапазоне 10–100 %. При этом для отдельных значений термодиффузионных постоянных имеются и качественные отклонения. В статье М.А. Незовитиной, А.Ф. Богатырёва, О.А. Макеенковой [30] приведены расчетные и экспериментальные значения термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы $H_2-N_2-CO_2$ и соответствующих ей бинарных систем газов. Расчеты проводились для потенциала Леннарда – Джонса. Показано, что расхождение теоретических значений коэффициентов диффузии с экспериментом составляет 10–60 %. При аналитическом подборе значений параметров потенциала Леннарда – Джонса для взаимодействия разнородных молекул бинарных систем газов можно добиться соответствия экспериментальным данным.

Определение газоконденсатных характеристик пластовых систем глубокозалегающих залежей сопряжено со значительными трудностями, обусловленными большой глубиной, аномально высоким пластовым давлением, сложным составом пластового газа, высоким содержанием C_{5+} , возможным содержанием агрессивных компонентов H_2S ,

CO_2 . Так, В.И. Лапшиным, А.Н. Волковым, А.А. Константиновым [31] на примере трех глубокозалегающих месторождений показаны порядок проведения газоконденсатных исследований, результаты определения состава пластового газа, физико-химических характеристик конденсата и термодинамических характеристик пластовых смесей. Проведен анализ изменения состава, свойств особенностей фазовых характеристик пластовых смесей трех глубокозалегающих залежей.

Моделирование нефтегазовых залежей или процессов закачки газа в нефтяные пласты осуществляется с использованием модели трехфазной фильтрации [32–34]. Наиболее распространена модель нелетучей нефти (*англ.* black oil model) Маскета – Мереса, в которой углеводородная система аппроксимируется двумя компонентами: нефтью и газом, растворимым в нефти. Аналогичными уравнениями описывается двухфазная фильтрация газа и воды в газовых пластах. Для интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин используется модель фильтрации однородной жидкости.

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную проблему, для успешного решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях науки и инженерной практики. Комплексный мультидисциплинарный подход особенно актуален на современном этапе, характеризующемся, с одной стороны, существенным ухудшением структуры запасов нефти и газа, а с другой – созданием принципиально новых технологий в области исследования и моделирования геологического строения пласта, бурения и закачивания скважин, использованием новых быстродействующих компьютеров для проведения сложных вычислений, геологического и гидродинамического моделирования [35].

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. В большинстве случаев физические модели имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект. Эксперименты на физических моделях проводят для исследования закономерностей изучаемого явления. Основной причиной изменений физических свойств углеводородов, сопровождающих разработку месторождений, является снижение пластового давления и/или повышение эффективного давления.

При разработке месторождений нефти и газа, как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом происходит перераспределение напряжений, и ту часть нагрузки, которую принимал на себя содержащийся в порах горных пород флюид (газ, вода, нефть и т.д.), будет воспринимать уже скелет горной породы, ее твердая матрица. Подобные явления изучаются на масштабных моделях. В частности, проведен анализ изменений ряда петрофизических параметров горных пород при увеличении эффективного давления, и в первом приближении составлены оценки этих изменений [36].

Однако полученные зависимости зачастую отличаются от линейных, что требует их уточнения путем проведения дополнительных экспериментальных исследований с целью оценки степени изменения пластовых условий и продуктивных горизонтов при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения. Показано, что одним из основных факторов, влияющих на фильтрационные свойства пласта, являются действующие в окрестности скважин напряжения, величина которых зависит как от деформационных свойств породы, так и от давления флюидов на забое скважины [37]. Экспериментально исследовано влияние скорости фильтрации флюида на разрушение пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин [37]. Обнаружено, что при больших градиентах в условиях пластовых напряжений фильтрация воды в процессе центрифугирования оказывала более сильное воздействие на структуру скелета породы, чем фильтрация газа.

Изучение физических основ движения флюидов и создание адекватных математических моделей позволит обосновать более оптимистические варианты разработки. Е.В. Шеберстовым сделан краткий обзор представленных в литературе математических моделей отдельных (элементарных) процессов [38]. Предложен подход к их интегрированию и созданию комплексных моделей на основе концепции мультиконтинуальных сред, в качестве которых выступают трещинная и пористая среды, адсорбированный газ, кероген (набор сред и обменных процессов следует выбирать исходя из особенностей конкретного коллектора), а также алгоритм получения автомодельного решения задач для бесконечного пласта.

Существуют примеры создания расчетных моделей природных газоконденсатных смесей с использованием данных, содержащихся в технических отчетах о промысловых и лабораторных исследованиях [3, 4]. Однако недостаточная изученность основных закономерностей изменения свойств смеси, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокие и низкие пластовые давления в различные периоды разработки создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей. В том числе отмечается, что существующие моделирующие комплексы не позволяют проводить расчеты свойств углеводородных смесей в метастабильной области [39]. Так, в ходе анализа границ термодинамической устойчивости однокомпонентных и бинарных углеводородных систем показано значительное влияние выбора уравнения состояния на расчет термодинамической устойчивости углеводородных систем [39].

Анализ существующих методов разработки моделей углеводородных систем

В основе методов разработки моделей углеводородных систем лежит представление о пористой среде как о сплошной среде – фиктивном континууме, для каждой точки которого можно определить физические характеристики как непрерывные функции пространственных и временной координат [40]. Как отмечалось ранее, в настоящее время популярны так называемые композиционные модели, которые позволяют определить изменение давления, состава и свойств пластовых флюидов при использовании фактического расположения сетки добывающих и нагнетательных скважин в неоднородных по коллекторским свойствам залежах [24–26]. В композиционной модели фазовое состояние и поведение пластовых флюидов определяются не на основании корреляций, полученных по результатам экспериментальных исследований, а с использованием уравнения состояния [41, 42].

На основе принципа универсальности критических явлений и гипотезы перемешивания термодинамических полей составлено уравнение состояния околокритических смесей с фиксированным составом [43]. Для проверки применимости предложенного уравнения состояния с его помощью описаны термодинамические свойства 14-компонентной смеси,

изученной ранее методом адиабатической калориметрии. Выбор указанной системы связан с необходимостью моделировать некоторые свойства природного газового конденсата. В результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах, включая область давлений и температур, близких к критической точке. Показано, что предложенное уравнение состояния достаточно адекватно описывает экспериментальные данные в однофазной и двухфазной областях. Кроме того, с помощью разработанного уравнения состояния вычислены пограничные кривые смеси в переменных «давление – температура» и «плотность – температура», получены критические параметры данной смеси.

Опубликован краткий обзор современных работ, посвященных обобщенным кубическим уравнениям состояния. В основном отмечены исследования, направленные на повышение точности расчетов термодинамических свойств веществ [44]. В том числе представлены результаты проверки наиболее надежных обобщенных уравнений по расчетным значениям основных термодинамических свойств веществ – плотности, изобарной и изохорной теплоемкостей. Сравнение произведено применительно к тридцати трем веществам, представляющим собой природные углеводороды (алканы, нафтены, ароматические) и сопутствующие газы. Показано, что надежный расчет термодинамических свойств в жидких фазах водорода и воды невозможно выполнить по обобщенным кубическим уравнениям. Представлены также средние относительные отклонения расчетных значений термодинамических свойств жидкой и газовой фаз и сверхкритического флюида.

На сегодняшний день одним из недостатков является отсутствие единого метода создания PVT¹-модели, а также универсального уравнения состояния и правила смешения, которые могли бы использоваться для всех многокомпонентных углеводородных систем при различных термобарических условиях. Особенно это касается моделирования фазового поведения пластовых флюидов в околокритическом состоянии [45–49]. Поэтому при создании модели

пластового флюида и планировании разработки газоконденсатных месторождений большое внимание уделяется свойствам, составу и поведению газоконденсатной смеси при различных термобарических условиях. В работах ряда авторов изложены методы и способы расчета наиболее важных физико-химических свойств газов и жидкостей, параметров фазового равновесия, представлены данные по углеводородным и неуглеводородным компонентам наиболее известных смесей [50–52]. Также описаны результаты исследования и расчета фазовых превращений реальных углеводородных систем газоконденсатного типа, рассмотрены свойства бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных смесей и особенности их фазовых превращений, приведены примеры расчета фазового поведения и результаты, полученные для различных газоконденсатных месторождений [53–56].

Тем не менее наличие универсального и достоверного уравнения состояния не снизит потребности в экспериментальных исследованиях. Установлено, что именно комплексное использование результатов экспериментальных исследований в совокупности с математическим моделированием движения газоконденсатной смеси на базе уравнений сплошной среды с привлечением молекулярного и более детального моделирования на атомарном уровне способно дать необходимую и надежную информацию о составе и свойствах пластовых флюидов в широком интервале изменений термобарических условий. Так, на примере атомистических моделей для описания уравнений состояния и транспортных свойств молекулярных соединений показано, что атомистическое моделирование позволяет без проведения экспериментов рассчитывать свойства веществ [57]. Современные атомистические модели углеводородов обладают высокой переносимостью и при этом с большой точностью воспроизводят в вычислительном эксперименте фазовые диаграммы индивидуальных веществ и бинарных смесей. Продемонстрированы примеры расчета проницаемостей пористой среды для сжимаемых газовых смесей путем прямого моделирования методом молекулярной динамики [57]. При этом рассматриваются как однофазные течения, так и двухфазные, где вследствие конденсации газа в порах скачкообразно может меняться проницаемость для одного из компонентов.

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Модель пластовой газоконденсатной системы

При разработке гидродинамической модели газоконденсатной залежи возникает задача создания модели пластового флюида. Для ее решения необходима информация о составе и свойствах пластового газа, и существует целый ряд стандартных лабораторных экспериментов, предполагающих выполнение процедуры адаптации параметров модели к уравнению состояния. При создании модели газоконденсатной системы источником информации о составе и свойствах пластового газа, насыщающего изучаемые залежи, служит комплекс первичных промысловых газоконденсатных исследований. Рекомендовано первичные промысловые исследования проводить методом непрерывных промышленных отборов газа при сепарации всего потока газа.

Для текущих и специальных исследований в соответствии с действующей инструкцией² предусмотрены и иные схемы реализации работ: масштабные газоконденсатные исследования (ГКИ) на установках подготовки и переработки продукции; метод отбора части потока добываемого газа; многофазная расходомерия; бессепарационные и комбинированные методы. В рамках первичных ГКИ обязательны лабораторные исследования состава и свойств отобранных проб продукции, рекомбинация и расчет компонентно-фракционного состава пластового газа, определение физико-химических и товарных свойств стабильного конденсата. Кроме этого, на установках фазового равновесия выполняются термодинамические исследования, которые позволяют определить фазовое поведение физической модели пластового газа при разработке залежи, а также расчетные параметры.

Эксперименты по контактной конденсации проводятся с целью определения коэффициента сверхсжимаемости однофазного газа при давлении выше давления начала конденсации, а также значений собственно давления начала конденсации и относительного объема конденсата при давлениях ниже давления начала конденсации. Определения последнего описываются так называемой «кривой выпадения жидкой фазы». Знание коэффициента сверхсжимаемости необходимо для повышения точности оценки запасов пластового газа и прогноза темпов отбора при эксплуатации пласта в режиме истощения [58].

Процессы, сопровождающие опыты дифференциальной конденсации, должны повторять явления, имеющие место в газоконденсатном пласте при его эксплуатации в режиме истощения [59–62]. Самой важной информацией, которую можно получить из эксперимента по дифференциальной конденсации, принято считать данные об изменениях, происходящих в составе равновесного добываемого газа по мере изменения давления при разработке на момент полного истощения пластовой энергии залежи. Кроме этого, важным параметром, устанавливаемым по результатам эксперимента, является коэффициент извлечения конденсата (КИК). Расчетное значение КИК определяет количество извлеченных ресурсов конденсата при разработке. Однако на сегодняшний день методика проведения эксперимента по дифференциальной конденсации² устарела и не отражает фактических процессов, которые происходят при отборе углеводородного сырья из залежей. Экспериментальные результаты показывают превышение прогнозного значения КИК по сравнению с фактическим. Кроме того, современные программные средства PVT-моделирования и создания модели газоконденсатной системы не предусматривают использования данных о дифференциальной конденсации в качестве исходной информации³. Поэтому в качестве экспериментальных данных о фазовом поведении газоконденсатной системы в процессе разработки залежи на истощение необходимо использовать данные, полученные по зарубежной технологии CVD (*англ.* constant volume depletion) [50]. Аналогом этого эксперимента являются термодинамические исследования на установке фазового равновесия методом контактно-дифференциальной конденсации, реализованные в ООО «ТюменНИИгипрогаз» [63].

Таким образом, информация о составе, свойствах и фазовом поведении пластовой газоконденсатной системы вместе с результатами промысловых исследований является основой для создания корректной модели пластовой углеводородной смеси. Для газоконденсатных систем нефтегазоконденсатных месторождений характерно недонасыщение, т.е. давление начала

² Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2-х ч. – М.: Газпром экспо, 2011.

³ Справочное руководство пользователя PVTi. – Schlumberger, 2003.

конденсации ниже величины пластового давления. Наличие жидкой фазы в PVT-бомбе при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям, говорит о том, что отбор проб или их физическая рекомбинация были выполнены некачественно. Также качество результатов эксперимента по дифференциальной конденсации изучаемой газоконденсатной системы можно проверить на основе материального баланса по данным хроматографического анализа газа, выпускаемого в ходе эксперимента из PVT-бомбы. Кроме того, для сохранения в будущем возможности обоснованной настройки модели пластового флюида PVT-эксперимент должен выполняться по схеме контактно-дифференциальной конденсации [64].

Главной целью проведения газоконденсатных исследований на скважинах является получение полной и достоверной информации об исходной пластовой системе, насыщающей разрабатываемые залежи, и ее свойствах. На практике часто имеет место следующее: анализ данных промысловых исследований показал удовлетворительные результаты, соответствующие требованиям Р Газпром 086-2010 к газоконденсатным исследованиям скважин. В диссертации Д.Г. Фатеева [65] предложена методика корректировки лабораторных данных на основе принципа парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях (условия сепарации), имеющих фактических составов газа сепарации и нестабильного конденсата и теоретических значений констант равновесия. С помощью методики можно произвести перерасчет состава добываемого пластового газа. Как показала практика, состав, полученный в ходе лабораторного анализа, и уточненный состав могут существенно отличаться. Разница между исходным и уточненным мольным содержанием компонентов группы C_{5+} в пластовом газе может достигать 2–4 %. Как следствие, изменяется и величина потенциального содержания углеводородов группы C_{5+} . Состав нестабильного конденсата определяется на основе констант равновесия и полученного в ходе решения компонентного состава газа сепарации.

Природные пласты часто характеризуются слоистым строением, причем слои могут сообщаться. В этом случае функции пористости и абсолютной проницаемости могут быть разрывными. Исходя из условия непрерывности

давления в каждой фазе, а следовательно, и капиллярного давления считается, что на разрыве проницаемости или пористости возникают так называемые «висячие» скачки насыщенности, которые имеют место в переходных зонах даже в условиях равновесия [66]. Величина скачка определяется из уравнения капиллярного давления.

Достоверные сведения о свойствах и содержании в составе пластовой смеси углеводородов группы C_{5+} напрямую определяют точность создаваемой модели и эффективность последующего моделирования, поэтому проблема корректного определения данных характеристик на сегодняшний день достаточно актуальна. Традиционные экспериментальные методы оценки свойств углеводородов группы C_{5+} допускают погрешности. Однако поправка объемной концентрации в смеси углеводородов группы C_{6+} всего лишь на 0,01 % может существенно определять корректность последующих расчетов фазового равновесия [67]. Ошибка в определении молекулярной массы тяжелых фракций на 5–10 % способна обусловить ошибку прогноза давления в точке росы более чем на 700 psi (4,8 МПа) [67]. Значения плотности и молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} оказывают непосредственное влияние на точность определения критических свойств фракций, которая в свою очередь отражается на расчете фазового поведения всей смеси в целом. В силу того что применение традиционных экспериментальных методов оценки молекулярного веса тяжелых фракций допускает погрешность в 5–10 %, исполнителю расчетов часто приходится прибегать к корректировке данных. Суть ее заключается в изменении молекулярного веса всей группы углеводородов C_{5+} (или какого-то количества выделенных в ней фракций) на определенную величину [68]. В качестве параметра настройки для газоконденсатных смесей используют давление начала конденсации. Поскольку конкретные рекомендации на этот счет в соответствующей литературе отсутствуют, процесс корректировки носит итерационный характер, а количество итераций зависит от уровня и квалификации исполнителя.

С целью сокращения времени расчетов разработан способ, позволяющий сократить количество итераций до минимума, а именно до двух [69]. Однако хотелось бы обратить внимание на то, что он опробован только для

конкретных горно-геологических условий. Использование данного подхода для других нефтегазоносных областей требует дополнительных исследований. В связи с этим для многокомпонентных систем любого рода предложена универсальная расчетная методика корректировки молекулярной массы углеводородов группы C_{5+} , сокращающая время вычислений и сохраняющая приемлемый уровень точности. В данном случае в качестве изменяемого параметра выступает также молекулярный вес каждой из фракций. Наблюдаемыми параметрами являются давление начала конденсации при пластовой температуре и состав газовой и жидкой фаз при сепарации газоконденсатной пластовой смеси.

В начальных пластовых условиях газоконденсатная смесь, как правило, находится в термодинамическом равновесии. После начала разработки месторождения при снижении пластового давления термодинамическое равновесие нарушается, и начинаются фазовые превращения – выпадение отдельных углеводородов из растворенного газового состояния в жидкую фазу, т.е. конденсация тяжелых углеводородов. Это приводит к значительному изменению состава добываемой пластовой углеводородной смеси. Поэтому на таких месторождениях проводят специальные достаточно сложные и трудоемкие ГКИ.

Исследования фильтрации в докритической области

Важнейшим классом гетерогенных систем являются газированные жидкости. Газированные жидкости при давлении выше давления насыщения, как правило, исследуются как гомогенные, так как классическая теория фазовых переходов предполагает закритическое образование зародышей новой фазы [70]. Однако А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов и А.Г. Ковалёв показали, что при давлении выше давления насыщения газированные системы, составленные на основе ньютоновских жидкостей при стационарной фильтрации, качественно меняют реологию (в частности расход жидкости возрастает в два-три раза), а при нестационарных исследованиях проявляют неравновесные свойства [71].

Накопленный экспериментальный материал объясняется интенсивным докритическим зародышеобразованием. Впервые подобное явление для фазового перехода «твердое тело – жидкость» обнаружено А. Уббеллоде (*англ.* A. Ueberloehde) [72] и названо предплавлением. Физические причины и соответствующий механизм докритического образования зародышей новой фазы исследованы в ряде известных работ. Так, Я.И. Френкелем [73] выдвинута теория гетерофазных флуктуаций, на основе которой им объяснены полученные к тому времени экспериментальные факты. Я.Б. Зельдович показал [74], что гетерофазные флуктуации велики там, где поверхностное натяжение между фазами стремится к нулю, а «предпереходные явления» обязаны поверхностным эффектам.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 17-08-01270).

Список литературы

1. Fan Li. Understanding gas-condensate reservoirs / Li Fan, B. Harris, J. Kamath et al. // Oilfield review. – 2005. – № 17. – P. 14–27.
2. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты взаимной диффузии углеводородных и природных газов / А.Ф. Богатырёв, Б.А. Григорьев, М.А. Незовитина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 156 с.
3. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский // Актуальные
4. Брусиловский А.И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обзор. инф. / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – (Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
5. Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems // Fuel processing technology. – December 2013.

6. Seto C. Analytical solutions for multicomponent, two-phase flow in porous media with double contact discontinuities / C. Seto, F. Orr // *Transport in Porous Media*. – 2009. – Vol. 78. – P. 161–183.
7. Zhiwei M. Phase behaviors of reservoir fluids with capillary effect using particle swarm optimization / M. Zhiwei. – Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia: King Abdullah University of Science and Technology, 2013.
8. Yortsos Ya. Athanassios stubos phase change in porous media / Ya. Yortsos, A.K. Stubos // *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. – 2001. – № 6. – P. 208–216.
9. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): дис. ... д.т.н. / В.М. Булейко. – М., 2007.
10. Henderson G.D. The effect of velocity and interfacial tension on the relative permeability of gas condensate fluids in the wellbore region / G.D. Henderson, A. Danesh, D. Tehrani et al. // *Proc. of Symposium in Vienna, Austria, May 15–17, 1995*. – Vienna, 1995.
11. Sanaei A. Effects of non-Darcy flow and pore proximity on gas condensate production from nanopore unconventional resources / A. Sanaei, A. Jamili, J. Callard. // *Proc. of 5th International conference on porous media and their applications in science, engineering and industry (ICPM5)*, June 22–27, 2014, Kona, Hawaii. – http://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1030&context=porous_media_V
12. Shen P. An experimental study of the influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability / Pingping Shen, Bin Zhu, Xian-Bin Li et al. // *Transp Porous Med.* – 2010. – № 85. – Springer, 2010. – P. 505–520. – http://petroleum.mines.edu/research/emg/EMG_papers/2010-A%20Shen%20et%20a.%20TiPM.pdf
13. Calisgan H. An experimental study of near critical gas condensate relative permeability of carbonates / H. Calisgan, B. Demiral, S. Akin // *Proc. of International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway, 12–16 September, 2006*. – Trondheim, Norway, 2006.
14. Stone H.L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data / H.L. Stone // *J. Canadian Petrol. Technol.* – 1973. – V. 12. – № 4. – P. 53–61.
15. Stone H.L. Probability model for estimating three-phase relative permeability / H.L. Stone // *J. Canadian Petrol. Technol.* – 1970. – V. 22. – № 2. – P. 214–218.
16. Stone H.L. Rigorous black-oil pseudofunctions / H.L. Stone // *Paper SPE 21207*. – 1991.
17. Булгакова Г.Т. Неравновесная двухфазная фильтрация / Г.Т. Булгакова, Т.А. Файзуллин, А.В. Жибер // *Матем. моделирование*. – 2006. – Т. 18. – № 10. – С. 19–38.
18. Булейко В.М. Проблема неравновесности в задачах разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов / В.М. Булейко, Г.А. Вовчук // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 287–300.
19. Лобанова О.А. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Ч. 1: Эксперименты / О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2014. – № 11. – С. 18–23.
20. Лобанова О.А. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Ч. 2: Моделирование фильтрации / О.А. Лобанова, В.Р. Зубов, И.М. Индрупский // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2014. – № 12. – С. 17–21.
21. Лобанова О.А. Неравновесность фазового поведения углеводородных систем: моделирование и масштабный эффект / О.А. Лобанова, И.М. Индрупский // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 2012. – Вып. 1 (5). – С. 18–37.
22. Panfilova I. Non-equilibrium two-velocity effects in gas-condensate flow through porous media / I. Panfilova, M. Panfilov, S. Oladyskhin // *Proc. of 10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, 2006.
23. Хасанов М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М.М. Хасанов, Г.Т. Булгакова. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
24. Anderko A. Equation-of-state methods for the modeling of phase equilibria / A. Anderko // *Fluid Phase Equilibria*. – 1990. – Vol. 61. – № 1–2. – P. 145–225.
25. Harmens A. Three-parameter cubic equation of state for normal substances / A. Harmens, H. Knapp // *Ind. Eng. Chem. Fundamentals*. – 1980. – Vol. 19. – P. 291–294.
26. Heyen G. A cubic equation of state with extended range of application / G. Heyen // *Chemical Engineering Thermodynamics / S.A. Newman (ed.)*. – Ann Arbor, MI: Ann Arbor Science Publishers, 1983. – P. 175–185.
27. Droste D. Numerical computation of two-phase flow in porous media / D. Droste, F. Lindner, Ch. Mundt et al. // *Excerpt from the Proceedings of the 2013 COMSOL Conference in Rotterdam*. – Rotterdam, 2013.

28. Wu W.-Jr. Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field / Wei-Jr. Wu, Peng Wang, Mojdeh Delshad et al. // SPE 39746. – 1990. – <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
29. Bennion D.B. Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas Reservoirs / D.B. Bennion, F.B. Thomas, B. Shulmeister // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40. – № 12. – http://labs.weatherford.com/cs/wft_labs/doc/retrograde-condensate-dropout-phenomena-in-rich-gas-reservoirs
30. Незовитина М.А. К расчету термодиффузионных постоянных трехкомпонентной газовой системы в рамках строгой кинетической теории / М.А. Незовитина, А.Ф. Богатырёв, О.А. Макеенкова // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 88–92.
31. Люгай Д.В. Особенности состава, свойств, фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай, В.И. Лапшин, А.Н. Волков и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 74–83.
32. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. А.В. Королева, В.П. Кестнера. – М.: Недра, 1982. – 408 с.
33. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
34. Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation / K. Aziz. – Stanford, California: Stanford University, 1994. – 471 p.
35. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
36. Жуков В.С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) / В.С. Жуков, П.Ю. Иванов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 144–148.
37. Орлов Д.М. Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации флюида на риск разрушения горных пород / Д.М. Орлов, А.В. Богданов, А.П. Федосеев // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 110–115.
38. Шеберстов Е.В. Особенности массопереноса в коллекторах сланцевого газа и задачи математического моделирования / Е.В. Шеберстов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 52–59.
39. Люгай Д.В. Спинодаль углеводородных смесей / Д.В. Люгай, М.Е. Зайцев, В.А. Истомин // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 30–37.
40. Розенберг М.Д. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М.Д. Розенберг, С.А. Кундин. – М.: Недра, 1976. – 335 с.
41. Ahmed T. A practical equation of state / T. Ahmed // SPE Reservoir Engineering. – 1991. – Vol. 6. – № 1. – P. 137–146.
42. Abbott M.M. Cubic equations of state / M.M. Abbott // AIChE Journal. – 1973. – V. 19. – № 3. – P. 596–601.
43. Беляков М.Ю. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки «жидкость-пар» / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.
44. Герасимов А.А. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния / А.А. Герасимов, И.С. Александров, Б.А. Григорьев и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 5–13.
45. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems / P.L. Moses // JPT. – 1986. – № 715.
46. Schulte A.M. Compositional variations within a hydrocarbon column due to gravity / A.M. Schulte // SPE 9235. – 1980.
47. Брусиловский А.И. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем /

- А.И. Брусиловский // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 11. – С. 43–47.
48. Брусиловский А.И. Свойства природных углеводородных систем в околокритическом состоянии: обзор. инф. / А.И. Брусиловский, А.В. Назаров, Г.В. Петров и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 56 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
49. Дзюбенко А.И. Моделирование фазового равновесия пластовых углеводородных систем критического состояния: эксп. инф. / А.И. Дзюбенко, В.В. Юшкин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реферативный сб. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – № 9. – С. 7–14.
50. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // SPE Monograph. – Richardson, Texas, 2000. – Vol. 20. – 233 p.
51. McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids / W.D. McCain Jr. – 2nd ed., revised. – Pen Well Publ. Co., 1990.
52. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Прауснитц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
53. Островская Т.Д. Особенности фазовых превращений пластовых углеводородных систем в условиях АВПД / Т.Д. Островская, А.И. Гриценко, В.В. Радченко // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 329–340.
54. Долгушин Н.В. Исследование природных газоконденсатных систем: метод. рук. / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажин, Д.З. Сагитова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1994. – 257 с.
55. Волков А.Н. К вопросу экспериментального исследования околокритических углеводородных систем / А.Н. Волков, Н.В. Долгушин, В.В. Смирнов // Изучение углеводородных систем сложного состава: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162–170.
56. Мискевич В.Е. Влияние пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем / В.Е. Мискевич // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1980. – Вып. 47. – С. 47–51.
57. Норман Г.Э. Атомистическое моделирование пластовых систем месторождений углеводородов / Г.Э. Норман, В.В. Писарев, В.В. Стегайлов // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 161–165.
58. Гуревич Г.Р. Аналитические методы определения коэффициента сжимаемости газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 1977. – № 2. – С. 69–72.
59. Асланов Ш.С. Экспериментальное исследование дифференциальной конденсации газоконденсатной системы при наличии и отсутствии пористой среды / Ш.С. Асланов, Е.И. Петрушевский // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 1974. – № 10. – С. 108–112.
60. Гуревич Г.Р. Оценка коэффициента извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение / Г.Р. Гуревич, С.Л. Критская // Геология нефти и газа. – 1979. – № 5. – С. 50–55.
61. Гуревич Г.Р. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации / Г.Р. Гуревич, И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // Газовая промышленность. – 1982. – № 9. – С. 23–24.
62. Леонтьев И.А. Влияние различных компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей / И.А. Леонтьев, Л.Я. Непомнящий // Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – С. 109–113.
63. Новопашин В.Ф. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов / В.Ф. Новопашин, Ю.А. Филиппова, Д.С. Ваганов // М-лы 4-й Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск, 2008.
64. Уолш М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / М. Уолш, Л. Лейк. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 672 с.
65. Фатеев Д.Г. Исследование фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях аномально высокого пластового давления / Д.Г. Фатеев. – Тюмень, 2014.
66. Швидлер М.И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей / М.И. Швидлер, Б.И. Леви. – М.: Недра, 1970. – 156 с.
67. Hamoodi A.N. Compositional modeling of two-phase hydrocarbon reservoirs / A.N. Hamoodi, A.F. Abed, A. Firoozabadi // Canadian Journal of Petroleum Technology. – 2001. – March. – P. 49–60. – <https://www.eng.yale.edu/aflab/archive/pdf/hydrocarbon.pdf>
68. Pedersen K.S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K.S. Pedersen, P.L. Christensen. – CRC Press Taylor&Francis Group, 2007.
69. Фатеев Д.Г. Способ корректировки молекулярной массы C_{5+} при создании моделей газоконденсатных систем / Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский, А.Д. Ефимов // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 64–69.

70. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем / Б.А. Сулейманов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.
71. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 280 с.
72. Уббеллоде А. Плавление и кристаллическая структура / А. Уббеллоде. – М.: Наука, 1975. – 279 с.
73. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей / Я.И. Френкель. – Л.: Наука, 1975. – 592 с.
74. Зельдович Я.Б. Избранные труды. Химическая физика и гидродинамика / Я.Б. Зельдович. – М.: Наука, 1984. – С. 107–122.

Review of state-of-art theoretical works on filtration in hydrocarbon systems

B.A. Grigoryev¹, V.V. Kachalov², Yu.V. Pazyuk², V.N. Sokotushenko^{2,3*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 13, Est. 2, Izhorskaya street, Moscow, 125412, Russian Federation

³ “Dubna” State University, Bld. 19, Universitetskaya street, Dubna, Moscow Region, 141980, Russian Federation

* E-mail: sokotushenko@mail.ru

Abstract. At introduction of abstractions aimed at modelling filtration in porous media one must consider different structural features of hydrocarbon mixtures. Abundance of a mixture and quality of its components vary in conditions of filtration. For correspondent problems such processes of phase transitions as condensation and evaporation are important. At the same time, the main effects, which determine mixture motion, are the inequilibrium joint movement of several liquid phases, molecular and convective diffusion in dissolved phases of components, absorption of a solid phase or sorption of the components and mass exchange between the phases.

There are various engineering approaches to creation of adequate multicomponent thermodynamic models. They are determined with a type of a mixture (if it is reservoir oil or a gas-condensate mixture), with presence or absence of data on fractional distillation of degassed hydrocarbon fluid, with supposed method for development of a reservoir, and with necessity of detailed forecast for component composition of a product. Commonly, while modelling a gas-condensate mixture, researches include the so-called pure components (nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, methane, ethane, propane, butanes) into the first group. The second group consisting of C₅₊ hydrocarbons, is divided to fractions, an each fraction is being considered as a component of a system. Such method allows for precise accounting of potential volumetric content of stable condensate in a bedded gas and physical-chemical characteristics of the degassed condensate.

Keywords: multiphase filtration, permeability to phase, math modelling, oscillations in porous media.

References

1. FAN, Li., B. HARRIS, J. KAMATH et al. Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield Review*. 2005, no. 17, pp. 14–27. ISSN 0923-1730.
2. BOGATYREV, A.F., B.A. GRIGORYEV and M.A. NEZOVITINA. *Mutual-diffusion factors for hydrocarbon and natural gases* [Koeffitsiyenty vzaimnoy diffuzii uglevodorodnykh i prirodnykh gazov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
3. BRUSILOVSKY, A.I. Methodology and results of using cubic equations of state for modeling thermodynamic properties of natural hydrocarbon fluids [Metodologiya i rezultaty primeneniya kubicheskikh uravneniy sostoyaniya dlya modelirovaniya termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodnykh fluidov]. In: *Relevant issues of studies of hydrocarbon fields formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. articles in 2 pts. 2011, pt. 2, pp. 150–165. (Russ.).
4. BRUSILOVSKY, A.I. and A.N. NUGAYEVA. Theory and practice in substantiation of natural hydrocarbon systems [Teoriya i praktika obosnovaniya prirodnykh uglevodorodnykh system]: review. In: *Geologiya, Bureniye, Razrabotka i Ekspluatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy series*. Moscow: IRTs Gazprom, 2008. (Russ.).
5. Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems. *Fuel processing technology*. December 2013. ISSN 0378-3820.
6. SETO, C. and F. ORR. Analytical solutions for multicomponent, two-phase flow in porous media with double contact discontinuities. *Transport in Porous Media*. 2009, vol. 78, pp. 161–183. ISSN 0169-3913.
7. ZHIWEI, M. *Phase behaviors of reservoir fluids with capillary effect using particle swarm optimization*. Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia: King Abdullah University of Science and Technology, 2013.

8. YORTSOS, Ya. and A.K. STUBOS. Athanassios stubos phase change in porous media. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2001, no. 6, pp. 208–216. ISSN 1359-0294.
9. BULEYKO, V.M. *Patterns of phase transitions for hydrocarbon mixtures in oil-gas-bearing reservoirs of fields being developed (according to experimental data)* [Zakonomernosti fazovykh prevrashcheniy uglevodorodnykh smesey v neftegazonosnykh plastakh razrabatyvayemykh mestorozhdeniy (po eksperimentalnym dannym)]. Dr. Sci. (Eng.) thesis. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Moscow, 2007. (Russ.).
10. HENDERSON, G.D., A. DANESH, D. TEHRANI et al. The effect of velocity and interfacial tension on the relative permeability of gas condensate fluids in the wellbore region. In: *Proc. of Symposium in Vienna, Austria, May 15–17, 1995*.
11. SANAEI, A., A. JAMILI, J. CALLARD. Effects of non-Darcy flow and pore proximity on gas condensate production from nanopore unconventional resources. In: *Proc. of 5th International conference on porous media and their applications in science, engineering and industry (ICPM5), June 22–27, 2014, Kona, Hawaii* [online] [viewed 20 March 2017]. Available from: http://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1030&context=porous_media_V
12. SHEN, P., Bin ZHU, Xian-Bin LI et al. An experimental study of the influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability. *Transp Porous Med* [online]. 2010, no. 85, pp. 505–520 [viewed 23 February 2017]. Available from: DOI 10.1007/s11242-010-9575-y.
13. CALISGAN, H., B. DEMIRAL, S. AKIN. An experimental study of near critical gas condensate relative permeability of carbonates. In: *Proc. of International Symposium of the Society of Core Analysts held in Trondheim, Norway, 12–16 September, 2006*.
14. STONE, H.L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. *J. Canadian Petrol. Technol.* 1973, vol. 12, no. 4, pp. 53–61. ISSN 0021-9487.
15. STONE, H.L. Probability model for estimating three-phase relative permeability. *J. Canadian Petrol. Technol.* 1970, vol. 22, no. 2, pp. 214–218. ISSN 0021-9487.
16. STONE, H.L. *Rigorous black-oil pseudofunctions*. Paper SPE 21207. 1991.
17. BULGAKOVA, G.T., T.A. FAYZULIN, A.V. ZHIBER. Disbalanced bi-phase filtration [Neravnovesnaya dvukhfaznaya filtratsiya]. *Matematicheskoye modelirovaniye*. 2006, vol. 18, no. 10, pp. 19–38. ISSN 0234-0879. (Russ.).
18. BULEYKO, V.N. and G.A. VOVCHUK. Issue of non-equilibrium in tasks for development of stranded hydrocarbon reserves [Problema neravnovesnosti v zadachakh razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov uglevodorodov]. In: *Relevant issues of studies of hydrocarbon fields formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 287–300. (Russ.).
19. LOBANOVA, O.A., V.R. ZUBOV, I.M. INDRUPSKIY. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Pt. 1: Experiments [Neravnovesnoye fazovoye povedeniye uglevodorodnykh smesey. Pt. 1: Experimenty]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefrtyanoy promyshlennosti*. 2014, no. 11, pp. 18–23. ISSN 0132-2222. (Russ.).
20. LOBANOVA, O.A., V.R. ZUBOV, I.M. INDRUPSKIY. Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Pt. 2: Simulation of filtration [Neravnovesnoye fazovoye povedeniye uglevodorodnykh smesey. Pt. 2: Modelirovaniye filtratsii]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefrtyanoy promyshlennosti*. 2014, no. 12, pp. 17–21. ISSN 0132-2222. (Russ.).
21. LOBANOVA, O.A., I.M. INDRUPSKIY. Disbalance in phase behavior of hydrocarbon systems: simulation and scale effect [Neravnovesnost fazovogo povedeniya uglevodorodnykh system: modelirovaniye i masshtabnyy effect]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2012, iss. 1(5), pp. 18–37. ISSN 2078-5712. (Russ.).
22. PANFILOVA, I., M. PANFILOV and S. OLADYSHKIN. Non-equilibrium two-velocity effects in gas-condensate flow through porous media. In: *Proc. of European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. 2006, no. 10.
23. KHASANOV, M.M. and G.T. BULGAKOVA. *Non-linear and non-equilibrium effects in rheologically complicated media* [Nelineynyye i neravnovesnyye efekty v reologicheskii slozhnykh sredakh]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2003. (Russ.).
24. ANDERKO, A. Equation-of-state methods for the modeling of phase equilibria. *Fluid Phase Equilibria*. 1990, vol. 61, no. 1–2, pp. 145–225. ISSN 0378-3812.
25. HARMENS, A. and H. KNAPP. Three-parameter cubic equation of state for normal substances. *Ind. Eng. Chem. Fundamentals*. 1980, vol. 19, pp. 291–294. ISSN 0196-4313.
26. HEYEN, G. A cubic equation of state with extended range of application. In: *Chemical Engineering Thermodynamics*. S.A. NEWMAN (ed.). Ann Arbor, MI: Ann Arbor Science Publishers, 1983, pp. 175–185.
27. DROSTE, D., F. LINDNER, Ch. MUNDT et al. *Numerical computation of two-phase flow in porous media*. Excerpt from the Proc. of the 2013 COMSOL Conference in Rotterdam.
28. WU, W.-Jr., Peng WANG, Mojdeh DELSHAD et al. *Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field*. SPE 39746 [online]. 1990. [Viewed on 19 January 2017]. Available from: <http://www.ipt.ntnu.no/~curtis/courses/PVT-Flow/2017-TPG4145/e-notes/GC-Papers/SPE39746-Pope-GC.pdf>
29. BENNION, D.B., F.B. THOMAS and B. SHULMEISTER. Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001, vol. 40, no. 12. ISSN 0021-9487.

- Available from: http://labs.weatherford.com/cs/wft_labs/doc/retrograde-condensate-dropout-phenomena-in-rich-gas-reservoirs
30. NEZOVITINA, M.A., A.F. BOGATYREV, O.A. MAKEYENKOVA. About the calculation of thermal diffusion factors for ternary gas system in the context of rigorous kinetic theory [K raschetu termodiffuzionnykh postoyannykh trekhkomponentnoy gazovoy sistemy v ramkakh strogoy kineticheskoy teorii]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 88–92. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 31. LYUGAY, D.V., V.I. LAPSHIN, A.N. VOLKOV et al. Peculiarities of structure, properties and phase characteristics of stratal mixtures of deep-seated oil-gas-condensate deposits at PAO «Gazprom» fields [Osobennosti sostava, svoystv, fazovyykh kharakteristik plastovyykh smesey glubokozalegayushchikh zalezhey neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy PAO «Gazprom»]. *Vesti gazovoy nauki*. Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 74–83. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 32. AZIZ, K. and A. SETTARI. *Petroleum reservoir simulation*. Translated from English by A.V. Korolev and V.P. Kestner. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
 33. MUSKAT, M. *Physical principles of oil production*. Abridged translation from English by M.A. Geyman. Moscow: Gostoptekhizdat, 1953. (Russ.).
 34. AZIZ, K. *Notes for petroleum reservoir simulation*. Stanford, California: Stanford University, 1994.
 35. KANEVSKAYA, R.D. *Mathematical simulation of hydrodynamic processes within development of hydrocarbon fields* [Matematicheskoye modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternyykh issledovaniy, 2002. (Russ.).
 36. ZHUKOV, V.S., and P.Yu. IVANOV. Changing in physical properties of a reservoir caused by increase of effective pressure at a field being developed (modelling on example of the Yuzhno-Kirinskoye field) [Izmeneniye fizicheskikh svoystv kollektora kak rezultat rosta effektivnogo davleniya v protsesse razrabotki mestorozhdeniya (medelirovaniye na primere Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya)]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 144–148. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 37. ORLOV, D.M., A.V. BOGDANOV, A.P. FEDOSEEV. Experimental investigation of flow velocity influence on rock fracturing [Eksperimentalnoye issledovaniye vliyaniya skorosti filtratsii fluida na risk razrusheniya gornyykh porod]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 110–115. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 38. SHEBERSTOV, Ye.V. Features of mass transfer in collectors of shale gas and problems of mathematical modelling [Osobennosti massoperenosa v kollektorakh slanstsevoogo gaza i zadachi matematicheskogo modelirovaniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 52–59. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 39. LYUGAY, D.V., M.Ye. ZAYTSEV and V.A. ISTOMIN. Spinodal of hydrocarbon mixtures [Spinodal uglevodorodnykh smesey]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 30–37. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 40. ROZENBERG, M.D. and S.A. KUNDIN. *Multiphase multicomponent filtration at petroleum and gas production* [Mnogofaznaya mnogokomponentnaya filtratsiya pri dobyche nefi i gaza]. Moscow: Nedra, 1976. (Russ.).
 41. AHMED, T. A practical equation of state. *SPE Reservoir Engineering*. 1991, vol. 6, no. 1, pp. 137–146.
 42. ABBOTT, M.M. Cubic equations of state. *AIChE Journal*. 1973, vol. 19, no. 3, pp. 596–601. ISSN 0001-1541.
 43. BELYAKOV, M.Yu., Ye.Ye. GORODETSKIY, V.D. KULIKOV et al. Scaled equation of state for multicomponent mixtures in the vicinity of liquid-vapor critical point [Masshtabnoye uravneniye sostoyaniya mnogokomponentnykh smesey v okrestnosti kriticheskoy tochki “zhidkost-par”. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 21–29. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 44. GERASIMOV, A.A., I.S. ALEKSANDROV, B.A. GRIGORYEV et al. The analysis of accuracy of calculations related to thermodynamic properties of natural hydrocarbons and accompanying gases using the generalized cubic equations of state [Analiz tochnosti rascheta termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodov i soputstvuyushchikh gazov po obobshchennym kubicheskim uravneniyam sostoyaniya]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovyykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 5–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 45. MOSES, P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. *JPT*. 1986, no. 715. ISSN 0149-2136.

46. SCHULTE, A.M. *Compositional variations within a hydrocarbon column due to gravity*. SPE 9235. 1980.
47. BRUSILOVSKIY, A.I. Modelling thermodynamic properties of petroleum and gas-condensate systems [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv neftyanykh i gazokondensatnykh sistem]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 1997, no. 11, pp. 43–47. ISSN 0028-2448. (Russ.).
48. BRUSILOVSKIY, A.I., A.V. NAZAROV, G.V. PETROV et al. Properties of natural hydrocarbon systems being in near-critical state [Svoystva prirodnykh uglevodorodnykh system v okolokriticheskom sostoyanii]: review. *Series “Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy”*. Moscow: IRTs Gazprom, 1998. (Russ.).
49. DZYUBENKO, A.I. and V.V. YUSHKIN. Simulation of phase equilibrium for hydrocarbon systems in critical state [Modelirovaniye fazovogo ravnovesiya plastovykh uglevodorodnykh system kriticheskogo sostoyaniya]. In: *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy: abstract collection*. Moscow: VNIIGazprom, 1980, no. 9, pp. 7–14. (Russ.).
50. WHITSON, C.H. and M.R. BRULE. Phase behavior. *SPE Monograph*. Richardson, Texas, 2000, vol. 20.
51. MCCAIN, W.D., Jr. *The properties of petroleum fluids*. 2nd ed., revised. Pen Well Publ. Co., 1990.
52. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids*. 3^d ed. McGraw-Hill, Inc., 1977.
53. OSTROVSKAYA, T.D., A.I. GRITSENKO, V.V. RADCHENKO. Features of phase transitions in bedded hydrocarbon systems under abnormally high reservoir pressure [Osobennosti fazovykh prevrashcheniy plastovykh uglevodorodnykh system v usloviyakh AVDP]. In: *Actual issues in exploration, development and operation of natural-gas fields* [Aktualnyye problemy osvoyeniya, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy prirodnogo gaza]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, p. 329–340. (Russ.).
54. DOLGUSHIN, N.V., Yu.M. KORCHAZHIN and D.Z. SAGITOVA. *Exploration of natural gas-condensate systems* [Issledovaniye prirodnykh gazokondensatnykh sistem]: guidance. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1994. (Russ.).
55. VOLKOV, A.N., N.V. DOLGUSHIN and V.V. SMIRNOV. To experimental research of near-critical hydrocarbon systems [K voprosy eksperimentalnogo issledovaniya okolokriticheskikh uglevodorodnykh sistem]. In: *Studying hydrocarbon systems of complex composition* [Izucheniye uglevodorodnykh sistem slozhnogo sostava]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 162–170. (Russ.).
56. MISKEVICH, V.Ye. Impact of a porous medium to phase transitions of gas-condensate systems [Vliyaniye poristoy sredy na fazovyye prevrashcheniya gazokondensatnykh sistem]. *Problemy nefi i gaza Tyumeni*. 1980, iss. 47, pp. 47–51. ISSN 0320-0124. (Russ.).
57. NORMAN, G.E., V.V. PISAREV, V.V. STEGAYLOV. Atomistic modelling of the hydrocarbon fields’ stratal systems [Atomisticheskoye modelirovaniye plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti gazovoy nauki*: Actual issues in research of stratal hydrocarbon systems. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), pp. 161–165. ISSN 2306-8949. (Russ.).
58. GUREVICH, G.R. Analytic methods for determination of compressibility factors for gas-condensate mixtures [Anoliticheskiye metody opredeleniya koeffitsiyenta szhimayemosti gazokondensatnykh smesey]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1977, no. 2, pp. 69–72. ISSN 0445-0108. (Russ.).
59. ASLANOV, Sh.S. and Ye.I. PETRUSHEVSKIY. Experimental study of differential condensation in a gas-condensate system in presence and in absence of a porous medium [Eksperimentalnoye issledovaniye differentsialnoy kondensatsii gazokondensatnoy sistemy pri nalichii i otsutstvii poristoy sredy] *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 1974, no. 10, pp. 108–112. ISSN 0445-0108. (Russ.).
60. GUREVICH, G.R. and S.L. KRITSKAYA. Evaluation of condensate recovery factor at development of gas-condensate fields up to depletion [Otsenka koeffitsiyenta izvlecheniya kondensata pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy na istoshcheniye]. *Geologiya nefi i gaza*. 1979, no. 5, pp. 50–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
61. GUREVICH, G.R., I.A. LEONTYEV, L.Ya. NEPOMNYASHCHIY. Impact of non-hydrocarbon components to dewpoint pressure [Vliyaniye neuglevodorodnykh komponentov na velichiny davleniya nachala kondensatsii]. *Gazovaya promyshlennost*. 1982, no. 9, pp. 23–24. ISSN 0016-5581. (Russ.).
62. LEONTYEV, I.A. and L.Ya. NEPOMNYASHCHIY. The way different components affect dewpoint pressures of reservoir mixtures [Vliyaniye razlichnykh komponentov na davleniye nachala kondensatsii plastovykh smesey]. In: *Theory and practice in development of gas and gas-condensate fields with low-permeable reservoirs* [Teoriya i praktika razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy s nizkopronitsayemymi kollektorami]: collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 1987, pp. 109–113. (Russ.).
63. NOVOPASHIN, V.F., Yu.A. FILIPPOVA and D.S. VAGANOV. Comparison of procedures for thermodynamic research of reservoir fluids [Sravneniye metodik termodinamicheskogo issledovaniya plastovykh fluidov]. In: *Proc. of International Siberian Earth Sciences Conference of Young Researches*. Novosibirsk, 2008, no. 4. (Russ.).
64. WALSH, M.P. and L.W. LAKE. *A generalized approach to primary hydrocarbon recovery*. Amsterdam, Elsevier, 2003.
65. FATEYEV, D.G. *Studying phase behavior of gas-condensate mixtures under abnormally high reservoir pressure* [Issledovaniye fazovogo povedeniya gazokondensatnykh smesey v usloviyakh anomalno vysokogo plastovogo davleniya]. Tyumen, 2014. (Russ.).

66. SHVIDLER, M.I. and B.I. LEVI. *1D filtration of immiscible liquids* [Odnomernaya filtratsiya nesmeshivayushchikhsya zhidkostey]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
67. HAMOODI, A.N., A.F. ABED and A. FIROOZABADI. Compositional modeling of two-phase hydrocarbon reservoirs. *Canadian Journal of Petroleum Technology*. 2001, March, pp. 49–60. ISSN 0021-9484. Available from: <https://www.eng.yale.edu/aflab/archive/pdf/hydrocarbon.pdf>
68. PEDERSEN, K.S. and P.L. CHRISTENSEN. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press Taylor&Francis Group, 2007.
69. FATEYEV, D.G., A.G. KOZUBOVSKIY and A.D. YEFIMOV. Method for correction of C_{5+} molecular mass at creation of models for gas-condensate systems [Sposob korrektyrovki molekulyarnoy massy C_{5+} pri sozdanii modeley gazokondensatnykh system]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz*. 2012, no. 5, pp. 64–69. ISSN 0445-0108. (Russ.).
70. SULEYMANOV, B.A. *Features of filtration in heterogeneous systems* [Osobennosti filtratsii geterogennykh system]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. (Russ.).
71. MIRZADZHANZADE, A.Kh., I.M. AKHMETOV, A.G. KOVALEV. *Physics of petroleum and gas reservoir* [Fizika neftyanogo i gazovogo plasta]. Moscow and Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2005. (Russ.).
72. UBBELOHDE, A.R. *Melting and crystal structure*. Oxford: Clarendon Press, 1965.
73. FRENKEL, Ya.I. *Kinetic theory for liquids* [Kineticheskaya teoriya zhidkostey]. Leningrad, Nauka, 1975. (Russ.).
74. ZELDOVICH, Ya.B. *Selecta. Chemical physics and hydrodynamics* [Izbrannyye trudy. Khimicheskaya fizika i gidrodinamika]. Moscow: Nauka, 1984, pp. 107–122. (Russ.).