

Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида

И.М. Индрупский*, Э.С. Закиров**, Д.П. Аникеев***, Т.С. Ющенко, А.А. Астанина, Е.В. Кусочкова, А.И. Ибрагимов, Ю.В. Алексеева, Т.Н. Цаган-Манджиев, О.А. Лобанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **ezakirov@ogri.ru, ***anikeev@ipng.ru

Аннотация. Эффективная добыча газа и конденсата из глубокопогруженных залежей требует решения комплекса научно-методических проблем, включающих оценку распределения начального состава и свойств флюида по объему залежи; прогнозирование сложного фазового поведения флюидов в околоскритических условиях и с учетом влияния пористой среды; моделирование формирования конденсатных валов («банок») при многофазных течениях с учетом скоростных эффектов, переменного межфазного натяжения, неравновесных фазовых переходов и сложного заканчивания скважин; и др. В статье представлены наработки Института проблем нефти и газа РАН в данной области, с акцентом на освоение уникальных запасов углеводородов в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: глубокопогруженная газоконденсатная залежь, ачимовские залежи, Уренгойское месторождение, низкопроницаемый коллектор, фазовое поведение, влияние пористой среды, околоскритический флюид, конденсатные валы, конденсатные банки, межфазное натяжение, неравновесные фазовые переходы

Для цитирования: Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ющенко Т.С., Астанина А.А., Кусочкова Е.В., Ибрагимов А.И., Алексеева Ю.В., Цаган-Манджиев Т.Н., Лобанова О.А. Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 151–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art10>

Введение

Ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) – уникальный объект как по объему запасов углеводородов (более 3 трлн м³ газа, 1 млрд т конденсата и 2 млрд т нефти), так и по сложности геолого-физических условий их залегания и извлечения. Глубины залегания изменяются от 3,2 до 4 км, начальные давления – 61–64 МПа, температуры – 105–115 °С, абсолютная проницаемость – от десятых долей до единиц

миллидарси при высокой неоднородности коллектора, начальное содержание конденсата в пластовом газе (компонентов C₅₊) – от ~300 до 650–700 г/м³. Для обеспечения рентабельной продуктивности широко применяются горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Различным методическим аспектам эффективного освоения запасов ачимовских залежей посвящены многочисленные публикации, например [1–4].

Сложный компонентный состав со значительной вариацией по объему залежей, уникальное содержание конденсата, наличие нефтяных оторочек и околокритическое состояние флюида на ряде объектов определяют сложности при отборе и исследовании проб, интерпретации лабораторных данных и прогнозировании фазового поведения пластового флюида. Для наиболее низкопроницаемых ачимовских пластов возникают дополнительные трудности, связанные с учетом возможного влияния коллектора на кривые конденсации в пористой среде [5].

Другой комплекс факторов – сложный характер многофазных многокомпонентных течений в околоскважинных зонах, с переменным составом фаз, межфазным поверхностным натяжением, влиянием скоростных эффектов и значительным контрастом характеристик течения в матрице коллектора и трещинах гидроразрыва пласта (ГРП) [4, 6]. В совокупности с фазовым поведением флюида они определяют динамику формирования конденсатных валов («банок»), темпы падения добычи газа и конденсата, снижения забойного и пластового давления, а также потенциальную эффективность применения методов борьбы с конденсатными валами, повышения продуктивности скважин и увеличения конденсатоотдачи.

На примере ачимовских залежей Уренгойского месторождения в данной статье представлены результаты исследований лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН по обоснованию научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных

залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида.

Влияние сверхмалых концентраций тяжелых углеводородных компонентов на фазовое поведение газоконденсатной системы

Достоверное описание фазового поведения пластовых флюидов лежит в основе прогнозирования динамики добычи углеводородов и моделирования разработки газоконденсатных залежей. Теоретическим аспектам и методическим проблемам построения флюидальных моделей (PVT¹-моделей) реальных пластовых систем посвящены широко известные обобщающие монографии [7–9] и многочисленные публикации. Общепринятый подход опирается на использование кубических уравнений состояния, с заданием компонентного состава и уточнением параметров псевдокомпонентов (фракций) по данным лабораторных PVT-исследований глубинных и/или рекомбинированных проб пластового флюида. Применительно к ачимовским залежам данной проблеме посвящен ряд работ, например [2, 5, 10, 11]. Эффективная методика построения и настройки PVT-моделей пластовых флюидов представлена в статье [12]. В ней подытожены многолетний опыт и методические наработки бывшего сотрудника лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов ИПНГ РАН, известного эксперта в области PVT-моделирования проф. А.И. Брусиловского совместно с одним из авторов данной статьи.

¹ PVT – давление, объем, температура.

В качестве примера на рис. 1 проиллюстрированы особенности процедуры настройки PVT-модели газоконденсатной системы на кривую

потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD – Constant Volume Depletion).

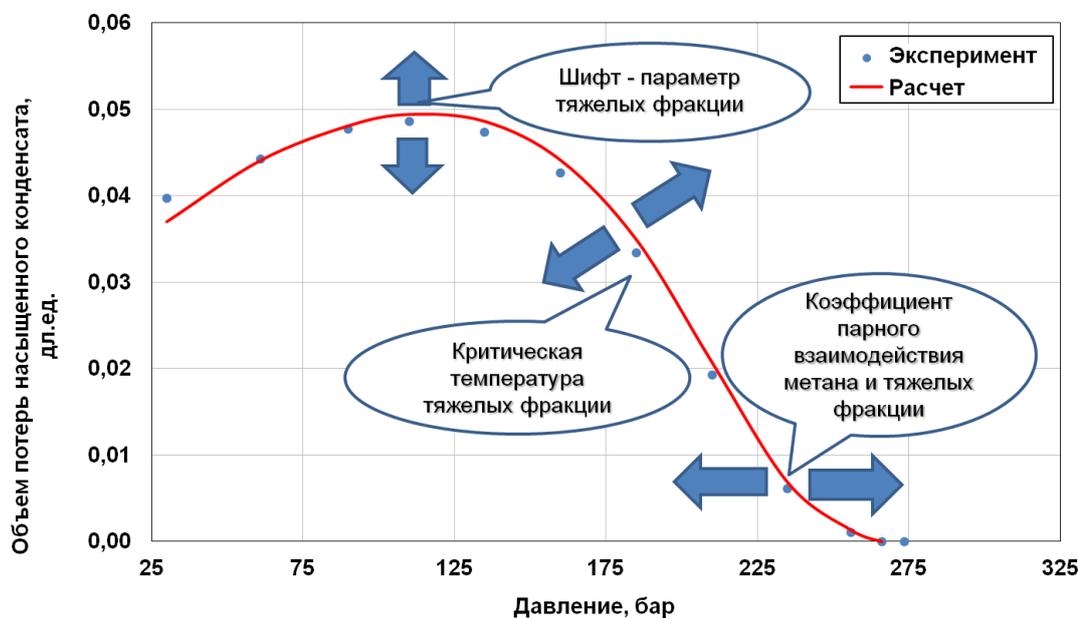


Рис. 1. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата [12]

Для ряда залежей в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ исследования фазового поведения глубинных и рекомбинированных сепараторных проб идентифицируют газоконденсатный пластовый флюид (ПФ) как недонасыщенный, с давлением начала конденсации на 5–10 МПа ниже пластового. В то же время динамика показателей работы скважин на начальных стадиях эксплуатации свидетельствует о том, что выпадение в пласте жидкой фазы начинается с самых ранних стадий снижения забойного давления [5], что соответствует насыщенному начальному состоянию углеводородной системы.

Одним из предполагаемых факторов, влияющих на фазовое поведение ПФ, является возможное наличие в газонасыщенной части пласта неподвижных рассеянных жидких углеводородов (ЖУВ).

При этом состав флюида в пробах может отличаться от реального пластового из-за конденсации части тяжелых компонентов в призабойной зоне при создании депрессии. Кроме того, оптические детекторы PVT-установок могут не фиксировать малое количество выпадающей жидкой фазы в начале процесса конденсации, и тогда оцененное значение давления начала конденсации по результатам лабораторных исследований будет ниже фактического.

В обоих указанных случаях выпадение жидкой фазы на интервале от фактического начального пластового давления до измеренного давления начала конденсации преимущественно связано с наиболее тяжелой фракцией, содержащейся в пластовой смеси в очень малых концентрациях. Ее характеристики должны заметно отличаться от параметров других фракций, определенных в составе пробы ПФ.

На рис. 2 представлен пример оценки влияния дополнительной тяжелой фракции при ее добавлении к исходному составу по пробе газоконденсатного пластового флюида до получения предельно насыщенного состояния. Использован исходный состав, аналогичный пробе ПФ для одной из ачимовских залежей.

После добавления тяжелой фракции в мольной доле менее 0,015% давление начала конденсации Рн.к. стало равно начальному пластовому. При этом кривая потерь насыщенного конденсата существенно не изменилась для давлений ниже измеренного по пробе давления начала конденсации.

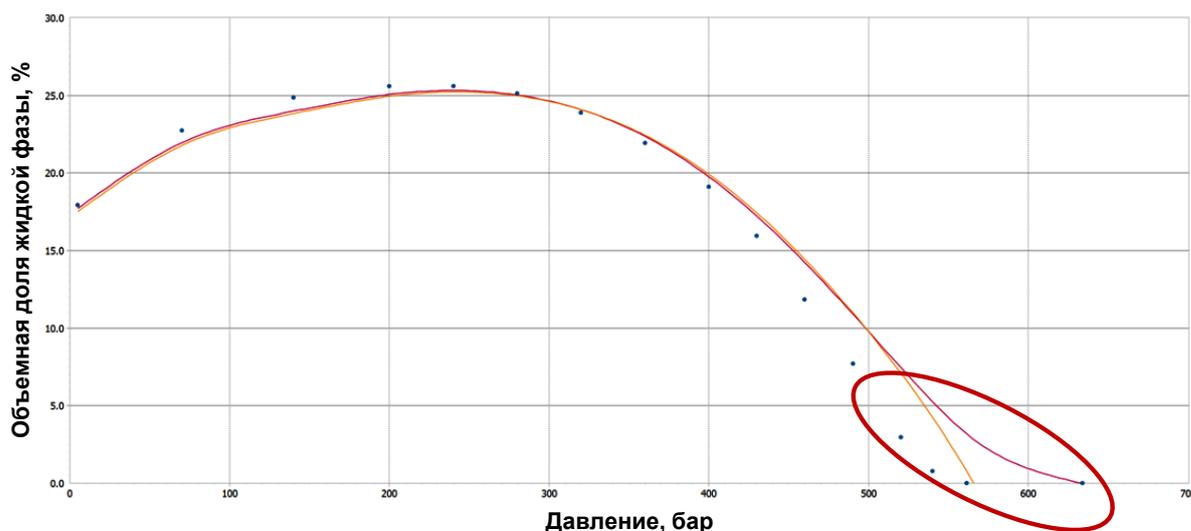


Рис. 2. Расчетные кривые потерь насыщенного конденсата при процессе CVD для состава ПФ по пробе и с учетом добавления дополнительной тяжелой фракции Coil

На рис. 3 сопоставлены составы полученного предельно насыщенного газоконденсатного флюида и равновесной к нему жидкой фазы. Видно, что выпадение тяжелой фракции в жидкую фазу сопровождается конденсацией и других компонентов пласто-

вой смеси, что может влиять на различие фазового поведения реальной пластовой системы и отобранной пробы пластового флюида и позволяет приближенно оценить состав неподвижных равновесных ЖУВ, предположительно содержащихся в пласте.

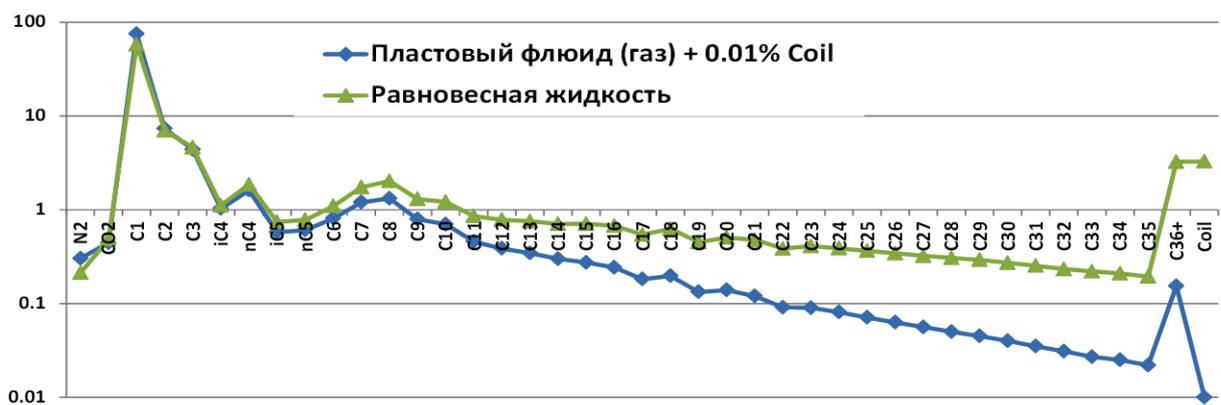


Рис. 3. Состав донасыщенного газоконденсатного ПФ и равновесной к нему жидкой фазы

Параметры добавляемой тяжелой фракции могут определяться задаваемым значением молекулярной массы, превышающей значения для фракций в составе пробы ПФ. Другой способ – путем выделения из остатка наиболее тяжелой фракции с мольной долей 0,01–0,02% методом гамма-распределения Витсона [8]. Доля добавляемой фракции подбирается таким образом, чтобы давление начала конденсации стало равно начальному пластовому. При дальнейшем увеличении доли добавляемой фракции исходное состояние пластовой углеводородной системы становится двухфазным. При этом возрастают начальная насыщенность ЖУВ и начальный участок кривой конденсации (5–10 МПа от Рн.к. по пробе) при практически неизменной ее форме в области меньших давлений.

Таким образом, не определяемые в пробах ПФ сверхмалые концентрации тяжелых фракций в составе пластовой газоконденсатной системы могут существенно влиять на ее фазовое состояние и начальный участок кривой конденсации.

Влияние адсорбции на состав и фазовое поведение пластового флюида

В условиях низкопроницаемого коллектора компоненты пластового флюида частично находятся в адсорбированном состоянии. Существенное влияние адсорбции на запасы и фазовое поведение ПФ характерно для сланцевых коллекторов, где значительное количество углеводородов содержится внутри нанопор. Как следствие, взаимодействия между молекулами флюида и стенками породы играют важную роль при оценке запасов, состава и свойств извлекаемых углеводородов [13].

В плотных терригенных коллекторах, таких как ачимовские залежи Уренгойского месторождения, средний размер пор составляет приблизительно 10^{-2} – 10^{-1} мкм, что на 1–2 порядка больше, чем в сланцевых пластах. Относительная толщина адсорбционных пленок флюида и доля занимаемого ими объема пор незначительны. Тем не менее, адсорбция тяжелых компонентов газоконденсатной системы может существенно менять их концентрацию в свободном флюиде и влиять на фазовое поведение [5].

Оценка возможного влияния адсорбции компонентов ПФ для условий ачимовских залежей выполнялась с использованием модели SLD-PR – упрощенной модели локальной плотности в сочетании с уравнением состояния Пенга-Робинсона [14]. Модель SLD-PR основана на совместном учете потенциала взаимодействия «флюид – стенка поры» и уравнения состояния. Химические потенциалы адсорбированной и объемной фаз предполагаются равными при равновесии. Для флюида под влиянием адсорбции потенциал взаимодействия «флюид – твердое тело» является функцией расстояния до стенки и суммируется с химическим потенциалом взаимодействия «флюид – флюид» в углеводородной смеси, рассчитываемым через значения летучести компонентов по уравнению состояния. Получаемая система уравнений позволяет рассчитать локальный состав и плотность флюида в зависимости от положения относительно стенки поры. По профилю плотности можно определить толщину пленки адсорбированной фазы и определить ее плотность, а по профилям концентрации компонентов рассчитать усредненный по поре состав свободного флюида.

С использованием модели SLD-PR были выполнены расчеты для 24-компонентной углеводородной смеси, соответствующей пробе ПФ для одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения с содержанием компонентов C_{5+} более 600 г/м^3 , начальным давлением 63 МПа и температурой 109 С . При начальных пластовых условиях флюид является газоконденсатным, но характеризуется окологривительным состоянием. Для такой системы даже небольшие изменения мольных долей тяжелых компонентов в свободном флюиде могут привести к значительным изменениям фазового поведения.

Расчеты проведены для условной щелевидной поры размером 50 нм при различных давлениях [15]. Такой размер пор типичен для низкопроницаемых участков ачимовского коллектора. Результаты показывают, что адсорбция приводит к заметному изменению содержания компонентов и фракций, начиная с C_9-C_{10} , в свободном флюиде по сравнению с общим составом смеси. Для фракции C_{36+} различие кратное. В то же время, модель SLD-PR позволила получить физически интерпретируемые результаты только для давлений до $\sim 30 \text{ МПа}$ (рис. 4).

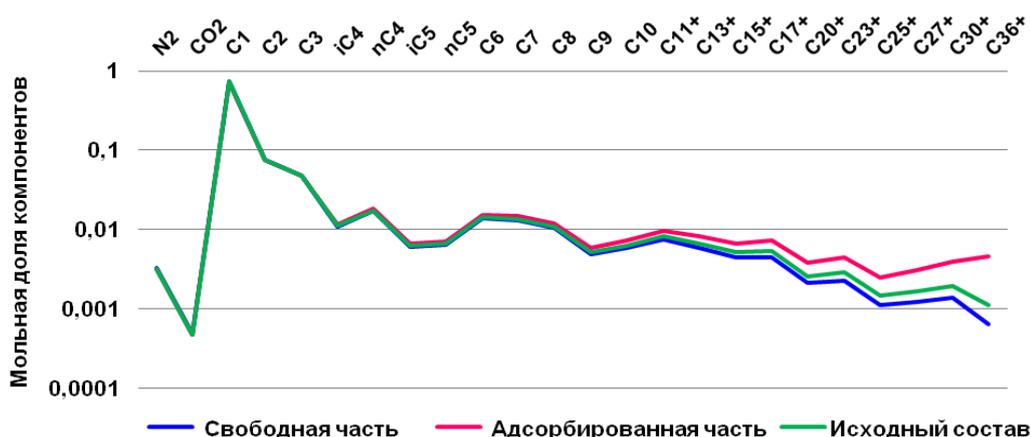


Рис. 4. Сопоставление исходного состава смеси со средними расчетными составами свободной и адсорбированной части флюида при давлении 30 МПа [15]

Ограниченная применимость модели, возможно, связана с неточностью используемого выражения для потенциала взаимодействия «флюид – твердое тело» при более высоких давлениях. На текущий момент моделирование многокомпонентной адсорбции углеводородов в глубоководных пластах затрудняется практически полным отсутствием в литературе соответствующих экспериментальных данных.

На примере той же пластовой флюидальной системы был рассмотрен следующий актуальный вопрос [15]: можно ли объяснить влиянием адсорбции наблюдаемое различие между составом свободного флюида из скважинных проб и составом по экстрактам из керна?

На первом шаге воспроизводился полный состав флюида по осредненным данным экстрактов из керна. В керновых экстрактах не сохраняются летучие компоненты смеси.

Для воспроизведения полного состава использован реконструирующий расчет, основанный на расчете фазовых равновесий состава по экстрактам с составом летучих компонентов из пробы. В качестве альтернативного способа воспроизведения полного состава использовалась модель гамма-распределения Витсона [8] с настройкой

параметров на осредненные данные по экстрактам.

Далее с полученным полным составом осуществлялся расчет по модели SLD-PR с определением среднего состава свободного флюида. Этот состав сопоставлялся с составом свободного флюида по скважинным пробам. Результаты описанного расчета представлены на рис. 5.

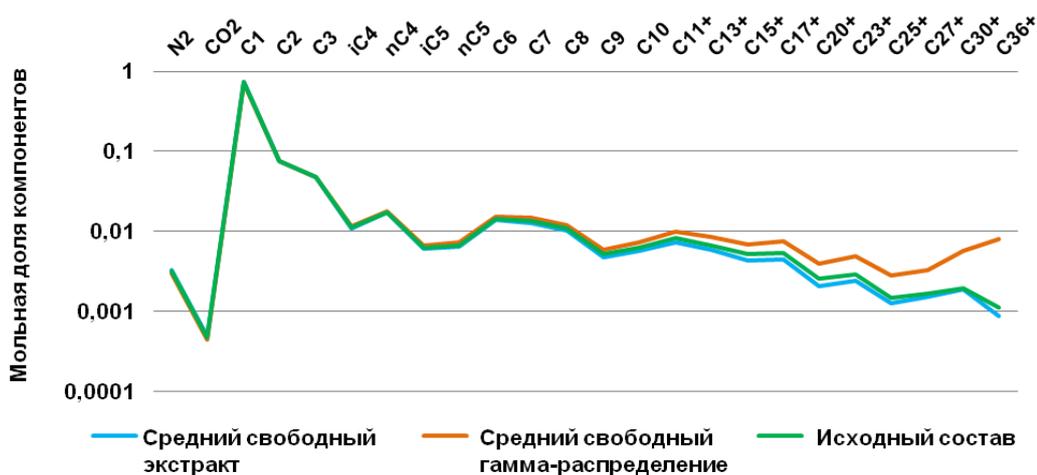


Рис. 5. Сравнение исходного состава ПФ по пробе из скважины и средних составов свободной части флюида при давлении 30 МПа, полученных по модели SLD-PR на основе реконструированных составов по экстракту и с приведением к модели гамма-распределения [15]

При давлении 30 МПа состав пластового флюида по скважинным пробам хорошо воспроизводится средним составом свободной части флюида, рассчитанным по модели SLD-PR на основе реконструированного полного состава по экстрактам из керна. При более высоких давлениях аналогичный результат получить не удалось из-за указанной выше ограниченной применимости модели.

Для оценки возможного влияния адсорбции/десорбции компонентов при изменении давления на фазовое поведение ПФ реализована следующая пошаговая процедура [15]:

- с помощью модели SLD-PR производится расчет среднего состава свободной части смеси при начальном давлении и пластовой температуре;

- полученный свободный состав используется в задаче фазового равновесия [7] для определения начальных долей и составов газовой и жидкой углеводородных фаз;

- далее давление пошагово снижается, и на каждом шаге повторяются аналогичные вычисления.

Таким образом, многокомпонентная адсорбция рассматривается как основной фактор, влияющий на состав свободной части смеси и, следовательно, на фазовое равновесие.

В области применимости модели SLD-PR (до 30 МПа) получены результаты, аналогичные выводам для сланцевых коллекторов [13]: преимущественная адсорбция тяжелых компонентов влияет на состав свободной части смеси, а десорбция по мере снижения давления изменяет динамику конденсации в углеводородной системе. При этом для околокритического ПФ может меняться не только динамика, но и тип фазового поведения, например – с нефтяного (появление газовой фазы из жидкой) на газоконденсатный (конденсация жидкости из газа).

Таким образом, несмотря на упрощенность модели SLD-PR (простая геометрия пор, неучет связанной воды) и ограниченную применимость для глубокопогруженных пластов, выполненное моделирование демонстрирует некоторые важные эффекты и тенденции. Учет адсорбции компонентов пластовой системы для ачимовских залежей позволяет количественно объяснить различие в составе пластового флюида между скважинными пробами и экстрактами из керна. Также возможна оценка изменения фазового поведения ПФ в пористой среде в сравнении с лабораторными PVT-исследованиями.

Распределение начального состава ПФ по объему залежи с учетом неполной гравитационной сегрегации

Для ачимовских пластов Уренгойского месторождения характерно значительное и сложное по характеру изменение начального состава и свойств пластового флюида в объеме залежей. Геохимические исследования подтверждают наличие нескольких источников поступления углеводородов [11]. Тем не менее, для многих залежей отмечается ряд закономерных тенденций в изменении состава и свойств ПФ, указывающих на гидродинамическое единство пластовой системы (в пределах

залежи) и важную роль гравитационного фактора: характерное увеличение плотности и содержания компонентов C_{5+} с глубиной, наличие газонефтяных контактов (ГНК), нефтяной тип флюида в области повышенных глубин [5].

Общепринятые модели распределения начального компонентного состава флюида по глубине основываются в изотермическом случае на условии равенства разности химических потенциалов компонента между двумя отметками изменению его гравитационного потенциала [7]. При учете геотермического градиента рассчитывается псевдоравновесное состояние с учетом не только гравитации, но и термодиффузии [8, 9]. Известные алгоритмы позволяют построить зависимость компонентного состава и давления от глубины по заданному составу и давлению в опорной точке и вертикальному профилю температуры. Также определяются наличие и положение ГНК. Расчеты для ачимовских залежей показывают, что тип прогнозируемого ГНК может быть как классическим – переход от газовой фазы к равновесной с ней жидкой фазе, так и сверхкритическим – непрерывное изменение состава со сверхкритическим переходом от газа к жидкости [5].

Общим ограничением всех известных моделей распределения начального состава по глубине является предположение о полной гравитационной сегрегации флюида. Это, в том числе, означает отсутствие ЖУВ в газоконденсатной части залежи. Чтобы учесть возможное наличие рассеянных ЖУВ, авторами предложен модифицированный алгоритм, предполагающий равновесие по глубине только в пределах газовой фазы. Жидкая фаза считается равновесной к газовой на каждой глубине, но не связанной по вертикали [16]. Пример применения алгоритма для одной из ачимовских залежей показан на рис. 6.

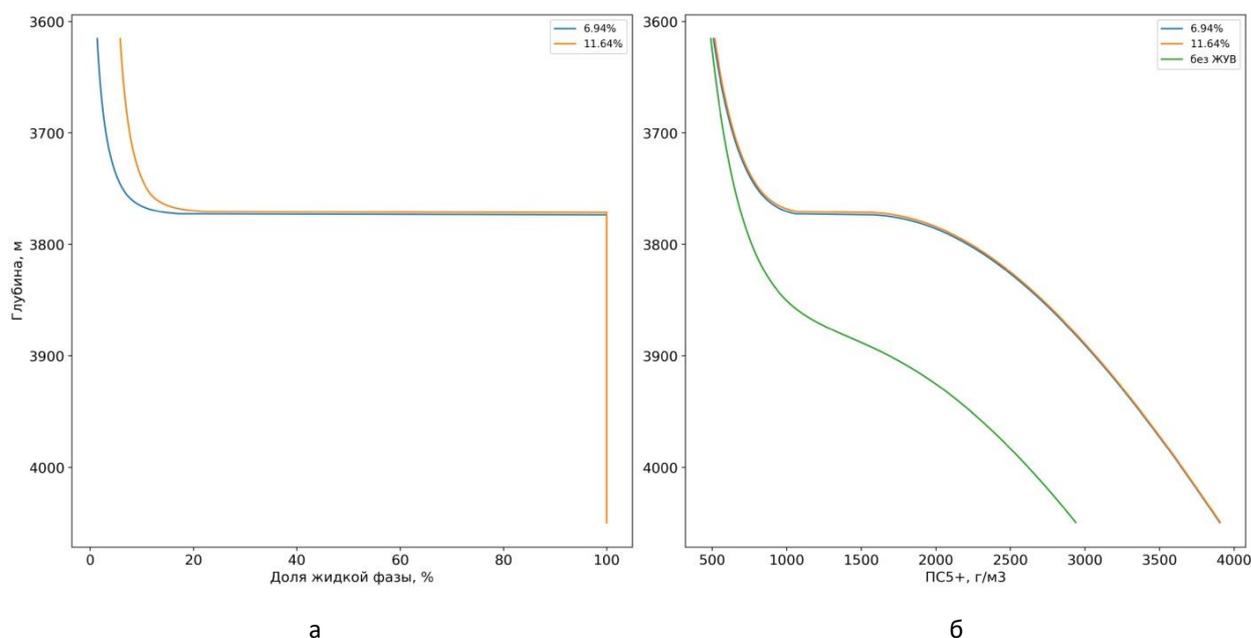


Рис. 6. Расчетные распределения параметров по глубине в соответствии с предложенным алгоритмом для различных значений доли ЖУВ на опорной глубине:
 а – содержание компонентов C_{5+} ; б – объемная доля ЖУВ [16]

Учет ЖУВ приводит к увеличению содержания C_{5+} в газоконденсатной области, флюид становится предельно насыщенным. Отмечается повышение уровня ГНК и возможная смена его типа со сверхкритического на классический.

Учитывая низкую проницаемость ачимовского коллектора и слабую дифференциацию фаз по свойствам в околокритической области, возможно и иное проявление неполной гравитационной сегрегации: недостижение пластовой системой псевдоравновесного по глубине состояния. Авторами предложена модифицированная модель распределения состава и давления, предполагающая релаксацию флюидальной системы от исходно однородного состояния в направлении псевдоравновесного распределения в поле гравитации с учетом геотермического градиента [16]. Пример расчета для ачимовской залежи представлен на рис. 7.

Как видно, с ростом относительного времени отмечается ожидаемое увеличение дифференциации давления и состава по глубине с постепенным формированием ГНК. Отметим, что неизменное положение опорной точки в данном случае корректно: рис. 7 показывает не временную динамику одной и той же системы, а «срез» на разные значения относительного времени различных систем с одинаковым давлением и составом в опорной точке (точке отбора пробы). Графики распределения параметров (см. рис. 7) дают возможное объяснение эффекту, наблюдаемому по некоторым ачимовским залежам: различия в фактических значениях давления и содержания компонентов C_{5+} между пробами по газоконденсатным (выше ГНК) и нефтяным (ниже ГНК) скважинам меньше, чем прогнозируется по классическим равновесным моделям.

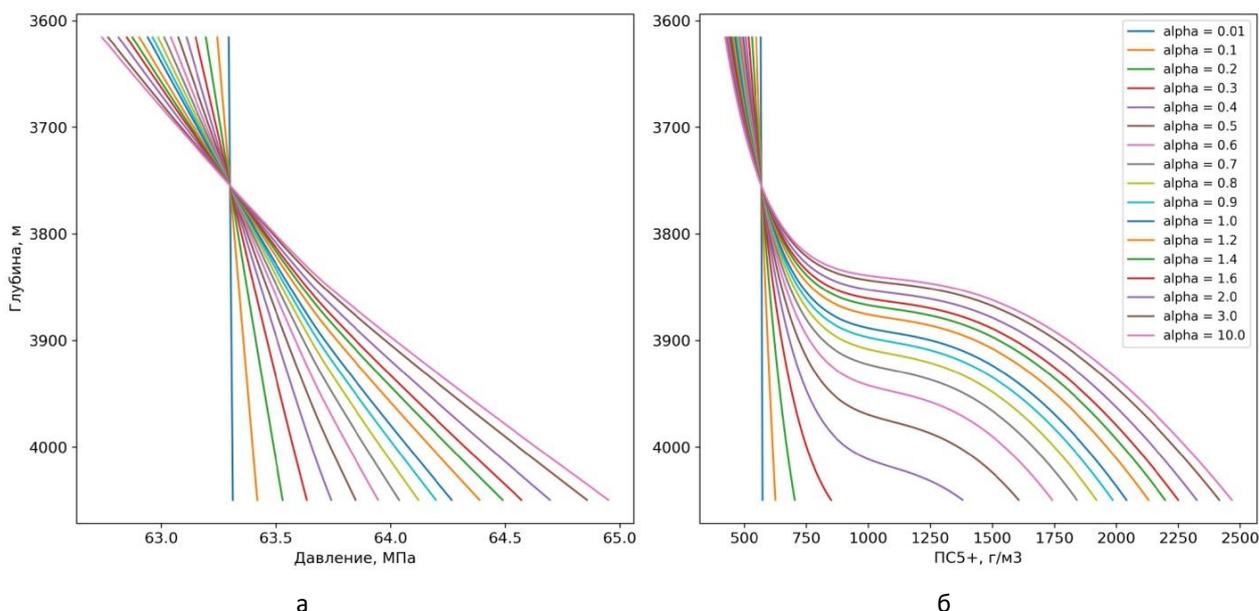


Рис. 7. Пример расчета распределения состава по глубине при неполной релаксации к псевдоравновесному состоянию: а – давление; б – содержание компонентов C_{5+} ; alpha – относительное время с начала процесса релаксации (по отношению к характерному времени релаксации системы) [16]

Методика настройки численных моделей притока газоконденсатного флюида к горизонтальным скважинам с многостадийным ГРП

Для добычи углеводородов из газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах применяют ГС с МГРП. Для прогнозирования работы таких скважин необходимо описывать течение двухфазного (газ + конденсат) многокомпонентного флюида в пласте в направлении скважин, приток к трещинам МГРП и поток в них с учетом фазовых переходов, изменений межфазного натяжения и скорости течения. Такие задачи могут решаться на основе детальных секторных гидродинамических моделей с применением специальных опций для учета трещин МГРП (например, WFRACPL в пакете RFD tNavigator) и межфазных эффектов. Последние вызывают наибольшие сложности в практической реализации из-за значительного числа влияющих факторов и связанной с этим проблематичности и неоднозначности

настройки параметров соответствующих моделей. Для их преодоления авторами разработана специализированная методика настройки таких моделей.

На предварительной стадии используемая для секторного гидродинамического моделирования многокомпонентная модель пластового флюида (PVT-модель) на основе уравнения состояния настраивается на результаты лабораторных исследований проб, включая динамику долей, составов и вязкостей фаз, а также межфазного натяжения «газ–конденсат». При этом учитываются рассмотренные выше эффекты. Это обеспечивает правильный учет фазовых переходов и связанных с ними изменений составов и свойств углеводородных фаз по мере динамического изменения давления в каждой ячейке модели.

Основная стадия состоит в настройке гидродинамической модели по фильтрационным параметрам удаленной и околоскважинной зон, а также параметрам, контролирующим совместное течение газовой и жидкой углеводородных фаз.

Основными характеристиками, определяющими совместное течение нескольких фаз в пористой среде, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП). В случае двухфазного течения «газ–конденсат» (в присутствии остаточной воды) их можно считать функциями газонасыщенности. В то же время необходимо учитывать влияние величины капиллярного числа, характеризующего соотношение сил вязкого трения и капиллярных сил в зависимости от локального межфазного натяжения, вязкостей фаз и скорости течения. Данный эффект особенно существенен для околокритических систем, где величина межфазного натяжения может возрастать от практически нулевых (условия смесимости при давлении начала конденсации) до существенно больших значений (переход к несмешивающемуся течению) по мере снижения давления. Вязкости фаз также существенно меняются из-за динамического изменения их состава. Для скорости течения характерно увеличение на порядки при приближении к скважине и движении потока по трещинам ГРП, с достижением условий, когда необходимо учитывать отклонение от линейного закона фильтрации Дарси и включать в расчет инерционные эффекты по закону Форхгеймера.

Наиболее распространенные модели для расчета величины капиллярного числа и значений ОФП углеводородных фаз – модель Витсона [17] и модель Heriott-Watt [18]. Общей сложностью при их практическом применении является необходимость определения не только стандартных кривых ОФП «газ–конденсат» при несмешивающемся режиме, но и нескольких параметров модели, характеризующих переход к полностью смешивающемуся режиму по мере увеличения капиллярного числа.

Например, в работе [4] описаны результаты проведения комплекса лабораторных исследований в специализированной лаборатории Weatherford в Норвегии на керновом материале одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения по определению параметров модели Витсона. Использовался специально подобранный синтетический флюид, корректно воспроизводящий требуемые характеристики реального пластового флюида во всем диапазоне ожидаемых забойных давлений. Полученные параметры зависимости ОФП от капиллярного числа для двух керновых моделей одного объекта, при менее чем на порядок различающихся величинах проницаемости, значительно (и даже кратно) отличаются как друг от друга, так и от рекомендованных в работе [17] значений. Это означает, с одной стороны, необходимость проведения достаточного числа сложных, длительных и дорогостоящих экспериментов на керновых моделях с целью охватить весь диапазон неоднородности фильтрационных и других определяющих свойств пласта. С другой стороны, даже в этом случае требуется решать неочевидную проблему переноса полученных параметров с масштаба керна на масштаб ячеек используемой гидродинамической модели.

Аналогичная ситуация характерна и для параметра Форхгеймера (коэффициента макрошероховатости). Реализованные в гидродинамических симуляторах модели учитывают зависимость его значения от текущей газонасыщенности и/или фазовой проницаемости для газа. Пример работы [19] показывает, что величины параметра Форхгеймера для матрицы коллектора и трещин ГРП могут различаться на несколько порядков даже при однофазном течении, а при наличии жидкой углеводородной фазы его определение дополнительно усложняется.

Предлагаемая методика настройки модели притока газоконденсатного флюида к скважинам направлена на пошаговое снятие указанных неопределенностей.

На первом шаге осуществляется настройка параметров, влияющих на начальную продуктивность скважины. На рис. 8а представлены расчетные билигарифмические графики изменения давления и его логарифмической производной для кривой восстановления давления (КВД), регистрируемой после запуска скважины в эксплуатацию и вывода на режим. Начальный участок графиков, определяемый перераспределением флюида в стволе скважины и последующим переходным процессом, здесь и далее не показан. Он обрабатывается стандартным для интерпретации КВД образом при совмещении модельных (расчетных) и фактических кривых. Наклон прямолинейного участка графика производной определяется режимом притока к трещинам МГРП, его вертикальное положение – начальной эффективной проницаемостью пласта для газа в удаленной зоне, до начала ретроградной конденсации. Настройка положения данного участка осуществляется за счет множителя на массив («куб») значений проницаемости модели. После настройки по проницаемости удаленной зоны, настройка начального коэффициента продуктивности скважины осуществляется по положению графика изменения давления. Рекомендуется настройку продуктивности осуществлять за счет параметра ключевого слова WFRACPL, регулирующего множитель проводимости (сообщаемости с пластом) трещин МГРП.

Представленные на рис. 8а графики соответствуют одинаковой настройке модели по проницаемости удаленной зоны и проводимости трещин, но различным комбинациям параметров модели Витсона для зависимости ОФП от капиллярного

числа. Видно, что параметры модели ОФП несущественно влияют на КВД, записываемую после запуска скважины в эксплуатацию, что связано с отсутствием существенного выпадения конденсата даже в околоскважинной зоне. Таким образом, на первом шаге модель настраивается по проницаемости для газа и продуктивности, независимо от параметров модели ОФП.

Оценка влияния параметра Форхгеймера показывает, что в ачимовских залежах учет нелинейной фильтрации газа необходим только для трещин ГРП. Настройка осуществляется через величину динамического скин-фактора по данным исследований на разных режимах (step-rate test).

На втором шаге проводится настройка параметров модели зависимости ОФП от капиллярного числа по динамике показателей добычи. Анализ чувствительности позволяет оценить диапазон изменения параметров модели ОФП от капиллярного числа, соответствующий фактическим данным о добыче газа и конденсата за прошедший период эксплуатации скважины. Влияние разных параметров ОФП на показатели работы скважины может быть близким даже для модели Витсона с относительно небольшим числом параметров, что приводит к неопределенности в их настройке.

На третьем шаге осуществляется уточнение настройки параметров ОФП по повторным КВД. По расчетным значениям динамики дебитов по газу и конденсату и величины конденсатогазового фактора определяются целесообразные моменты повторной записи КВД для оценки влияния параметров ОФП на текущую продуктивность скважины с учетом формирования конденсатных валов в околоскважинной зоне (вокруг трещин ГРП). Пример соответствующих билигарифмических графиков изменения давления на КВД и его логарифмической производной показан на рис. 8б.

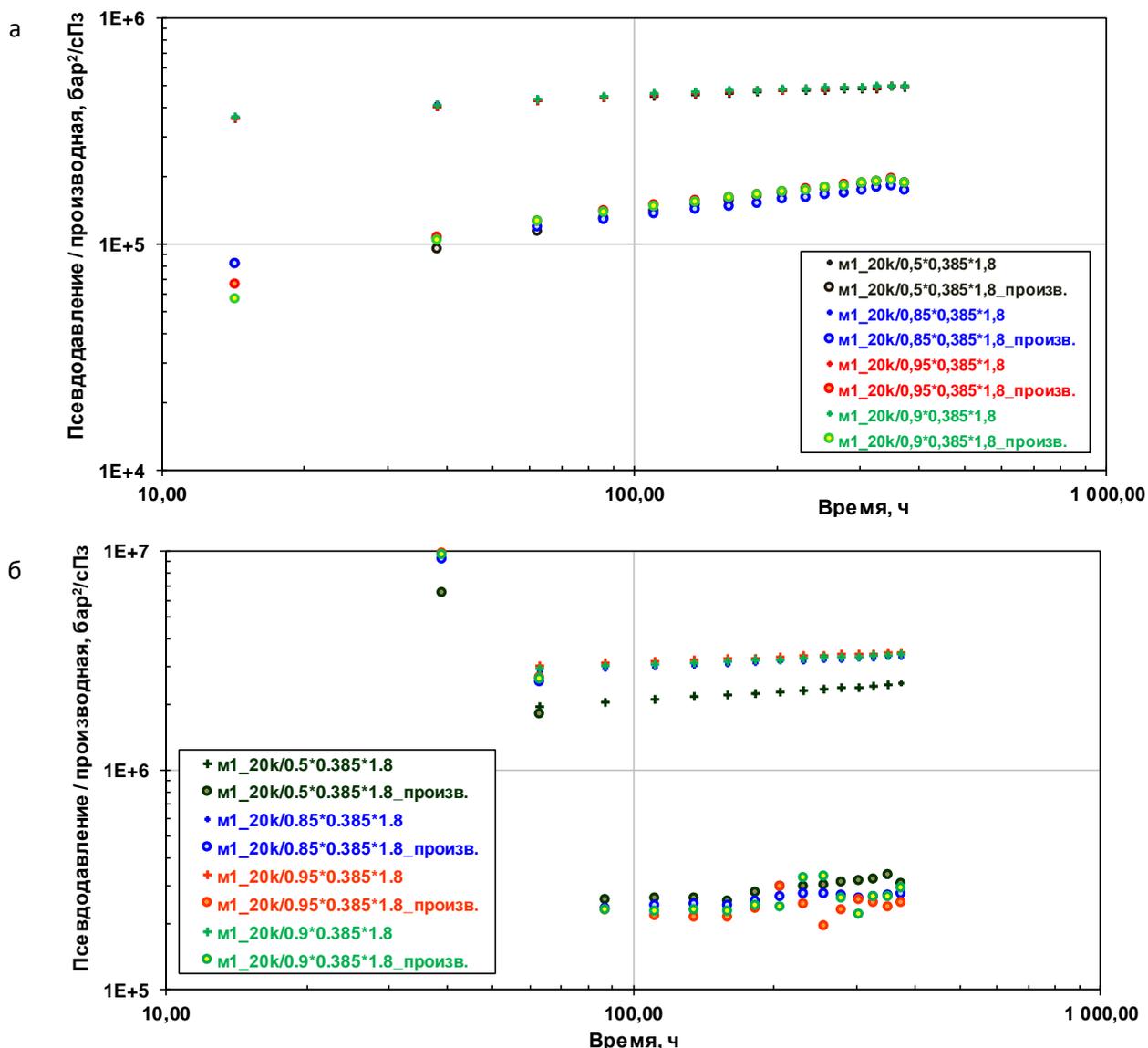


Рис. 8. Билогарифмический график изменения давления и его логарифмической производной на ранней КВД для вариантов с одинаковыми значениями множителей проницаемости пласта и проводимости трещин ГРП, но разными параметрами модели Витсона для ОФП: а – КВД после запуска скважины и вывода на режим; б – повторная КВД после периода эксплуатации с формированием конденсатного вала в околоскважинной зоне

Даже относительно небольшие изменения параметров модели зависимости относительной фазовой проницаемости от капиллярного числа оказывают заметное влияние на динамику давления и продуктивность скважины при повторных КВД. Совместно с рассмотренными на шаге 2 данными эксплуатации скважины это

позволяет существенно снизить неопределенность настройки параметров модели.

На четвертом шаге по данным длительных повторных КВД (например, при технологических остановках скважин) осуществляется настройка модели неравновесного испарения конденсата.

Учет неравновесного испарения конденсата

Процессы обратного испарения конденсата в газовую фазу (и обратного растворения газа в нефти) при повышении давления протекают не симметрично по отношению к выпадению конденсата (выделению газа) при снижении давления [20]. Обратный переход системы в направлении однофазного состояния происходит неравновесно, т. е. изменение долей и составов фаз существенно «запаздывает» по отношению к росту давления. Для учета данной особенности в работе [20] авторами была предложена модель неравновесных фазовых переходов, основанная на релаксационном расширении классических моделей фазового поведения многокомпонентных углеводородных флюидов с применением уравнений

состояния. В работах [21, 22] приведены примеры оценки характерного времени релаксации для нефтяных и газоконденсатных объектов на разном масштабе моделирования по лабораторным и промысловым данным. При эксплуатации газоконденсатных залежей неравновесное испарение конденсата возникает в околоскважинных зонах во время остановок скважин или при переводе на менее интенсивные режимы, а также при реализации методов повышения конденсатоотдачи с закачкой газовых агентов (сухой газ, CO₂ и др.).

На рис. 9 показаны расчетные билогарифмические графики давления и его логарифмической производной для КВД, проводимой после длительной эксплуатации скважины с формированием конденсатного вала.

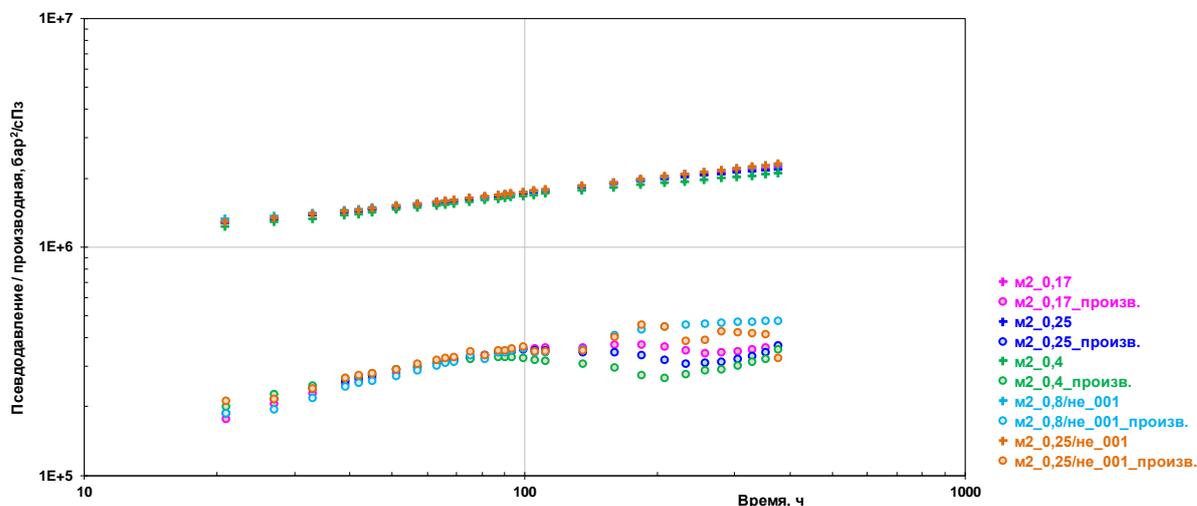


Рис. 9. Расчетные билогарифмические графики изменения давления и его логарифмической производной на КВД после формирования конденсатного вала для вариантов с равновесным и неравновесным («не» в шифре кривых) испарением конденсата

Видно, что форма графиков логарифмической производной для равновесных расчетов (без «не» в названии) отличается от прямолинейной: можно выделить два параллельных участка

с переходом между ними. Это связано с динамическими процессами испарения ранее выпавшего конденсата в зоне дренирования трещин ГРП по мере восстановления давления.

Переход производной давления на нижележащую параллельную прямую соответствует сохранению режима притока к трещинам, но при более высокой фазовой проницаемости для газа. Момент перехода различается по вариантам и зависит от параметров модели ОФП.

Описанные особенности имеют место при равновесном испарении конденсата, что соответствует стандартным реализациям композиционных моделей в гидродинамических симуляторах. В случае применения релаксационной модели фазовых переходов форма графика производной меняется – см. графики с «не» в названии на рис. 9. В RFD tNavigator реализованы две разновидности релаксационной модели, опирающиеся на работы [20, 23]. Включение неравновесной модели фазовых переходов с характерными временами релаксации примерно 10^2 – 10^3 сут, соответствующими реальным процессам восстановления давления на скважинах [22], значительно уменьшает испарение выпавшего конденсата за период записи КВД. Как следствие, производная давления сохраняет практически прямолинейный характер. Анализ фактического поведения графика производной на длительных записях кривых восстановления давления после формирования конденсатных валов позволяет выявить значимость эффекта неравновесного испарения конденсата и получить оценку «снизу» для величины характерного времени релаксации. Отметим, что фактические КВД по ряду скважин на ачимовских залежах подтверждают вероятное проявление данного эффекта.

Уточнение формулы притока для расчета забойного давления при нелинейном законе фильтрации

Для газовых и газоконденсатных залежей из-за высоких скоростей течения газовой фазы возникает необходимость в учете нарушения линейного закона фильтрации Дарси – обычно в форме нелинейного закона Форхгеймера. Если для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта данный эффект существенен только при расчете притока к трещинам и потока по трещинам, то для вертикальных скважин он может оказывать влияние и на течение в околоскважинной зоне, где градиенты давления максимальны.

В гидродинамических симуляторах для расчета работы скважин используются формулы притока, связывающие дебит интервала с разницей давления между вскрытой ячейкой и давлением на скважине. Д. Писмен в своей знаменитой работе [24] показал, что давление в ячейке со скважиной соответствует так называемому эквивалентному радиусу в аналитическом решении для осесимметричного притока. Впоследствии подход Писмена был обобщен на более сложные случаи и принят во всех гидродинамических симуляторах.

Формула Писмена для расчета эквивалентного радиуса была получена в предположении линейного течения по закону Дарси. Для описания притока флюида к скважине при нелинейном законе Форхгеймера в гидродинамических симуляторах вводят так называемый *D*-фактор – динамический скин-фактор. При этом формула Писмена [24] для эквивалентного радиуса по-прежнему считается применимой. Для упрощения формул остановимся на примере двумерного течения однофазной жидкости.

Дебит q (выраженный в объемных единицах при стандартных условиях) в ячейке сетки, вскрытой скважиной, рассчитывается через формулу притока:

$$q = T_w \cdot (p_0 - p_w - H_w)M,$$

где T_w – проводимость блока сетки, вскрытого скважиной (также называемая проводимостью скважинного соединения);

p_0 – давление в ячейке сетки, вскрытой скважиной;

p_w – забойное давление скважины;

H_w – слагаемое, пересчитывающее забойное давление на различные отметки в стволе скважины с учетом состава притекающего флюида;

$M = \frac{1}{\mu B}$ – подвижность флюида, являющаяся обратным произведением вязкости μ и объемного коэффициента B добываемого флюида.

Проводимость T_w для вертикальной скважины при течении Форхгеймера рассчитывается по формуле :

$$T_w = \frac{2\pi K \cdot \Delta z}{\ln\left(\frac{R_0}{R_w}\right) + S + Dq}, \quad (1)$$

где $K = \sqrt{k_x k_y}$ – эквивалентная проницаемость блока сетки, вычисленная на основе проницаемостей k_x, k_y по осям x и y соответственно.

R_w — внешний радиус скважины в пласте;

S — скин-фактор интервала вскрытия;

R_0 – эквивалентный радиус Писмена;

Δz – размер блока сетки по оси z .

В случае квадратной сетки с $\Delta x = \Delta y = \Delta$ и изотропной проницаемости $k_x = k_y = k$ справедлива формула Писмена в виде [24]:

$$R_0 = \Delta \cdot e^{\frac{\pi}{2}}. \quad (2)$$

Величина D в формуле (1) обозначает D -фактор и характеризует зависимость проводимости скважинного соединения T_w от дебита q из-за нелинейного течения Форхгеймера. В гидродинамических симуляторах используется классическая формула для D -фактора:

$$D = \beta_g \frac{K \cdot \rho^{sc}}{\mu \cdot \Delta z} \frac{1}{R_w}, \quad (3)$$

где β_g - параметр Форхгеймера для флюида в скважинном блоке;

ρ^{sc} – стандартная плотность;

μ – вязкость флюида.

Как показано в [25], такой подход не является точным. В статье [25] представлен математический аппарат для корректного расчета эквивалентного радиуса R_0 в случае нелинейных течений, который приводит к корректировке формулы (2). В той же работе показано, что подстановка уточненной формулы для R_0 в формулу для проводимости скважинного соединения (1) эквивалентна изменению выражения для расчета D -фактора:

$$D = \beta_g \frac{K \cdot \rho^{sc}}{\mu \cdot \Delta z} \left(\frac{1}{R_w} - \frac{1}{\Delta} \right), \quad (4)$$

но при сохранении классической формулы Писмена (2) для эквивалентного радиуса.

В работе [26] авторами проведена оценка возможного влияния указанной поправки на величину расчетного перепада давления на скважине при однофазном притоке газа. Показано, что для локально измельченной сетки эффект может достигать 9–11%, что существенно для расчетов разработки газовых месторождений.

В качестве примера на рис. 10 сопоставлены зависимости депрессии $\Delta p = p_0 - p_w$ от времени для одного из расчетных вариантов с использованием классической (3) и уточненной (4) формул для D -фактора.

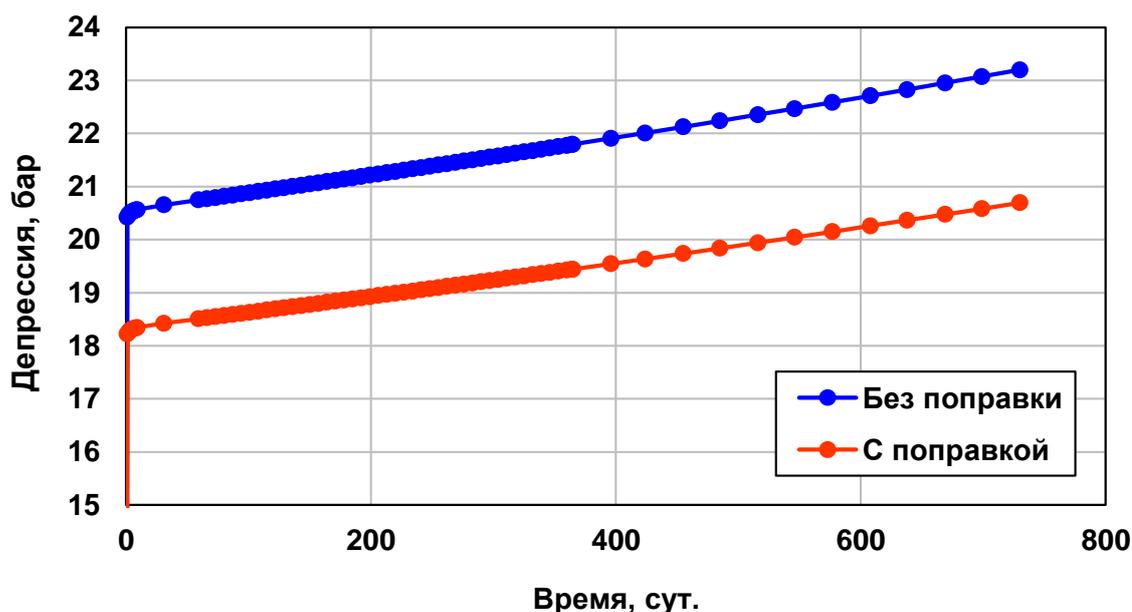


Рис. 10. Динамика депрессии при добыче газа с $q = 150 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ для расчетов на основе стандартного и скорректированного выражений для D -фактора на сетке с размером скважинной ячейки $\Delta = 0,714 \text{ м}$ при радиусе скважины $R_w = 0,08 \text{ м}$ [26]

Для газоконденсатных залежей, в случае многофазных течений с фазовыми переходами, эффект может быть значительно

выше из-за влияния точности расчета давления на прогнозируемый момент начала ретроградной конденсации.

Заключение

Ачимовские залежи Уренгойского НГКМ являются уникальным объектом как по величинам запасов газа, конденсата и нефти, так и по сложности геолого-физических условий их залегания. Достоверное прогнозирование добычи газа и конденсата, планирование эффективных мероприятий по повышению газо- и конденсатоотдачи, предотвращение осложнений при эксплуатации скважин, включая ГС с МГРП, требует учета значительного числа факторов, влияющих на динамику состава, свойств и фазового поведения флюида

и совместное течение углеводородных фаз в низкопроницаемом коллекторе. Представленный в статье комплекс разработанных авторами научно-методических решений апробирован на данных по ачимовским залежам и является эффективным инструментом для решения перечисленных задач.

Благодарности

Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Юшков А.Ю., Меркушин П.В. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2015. № 4. С. 38–53.
2. Novikov S., Weinheber P., Charupa M. et al. Tight gas Achimov formation evaluation and sampling with wireline logging tools: Advanced approaches and technologies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176591-MS. <https://doi.org/10.2118/176591-MS>
3. Graf T. Vertical and horizontal integration to overcome extreme operational challenges for the Achimov tight, gas-condensate formation // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171169-MS. <https://doi.org/10.2118/171169-MS>
4. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. Deliverability modelling of West-Siberia gas-condensate wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-161972-MS. <https://doi.org/10.2118/161972-MS>
5. Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V. et al. Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
6. Alakbarov S., Behr A. Explicit numerical evaluation of productivity impairment in hydraulically fractured wells of gas condensate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201953-MS. <https://doi.org/10.2118/201953-MS>
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
9. *Pedersen K.S., Cristensen P.L.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. 407 p.
10. *Инякин В.В., Мулявин С.Ф., Усачев И.А.* Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4(136). С. 92–99. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-92-99>
11. *Заночуев С.А., Громова Е.А.* Детальная изученность фазового поведения ачимовских пластовых газоконденсатных систем Уренгойского месторождения // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 253–255.
12. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 3. С. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>
13. *Ma Y., Jamili A.* Using simplified local density/ Peng-Robinson equation of state to study the effects of confinement in shale formations on phase behavior // SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, 1–3 April 2014. Paper SPE-168986-MS. <https://doi.org/10.2118/168986-MS>
14. *Ma Y., Li B., Mezzatesta A., Jamili A.* Simplified local density theory for modeling adsorbed gas and estimation of gas-in-place of unconventional gas condensate reservoirs // International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14–16 November 2016. Paper IPTC-18892-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18892-MS>
15. *Astanina A.A., Indrupskiy I.M.* Study of SLD model application to phase behavior calculations for near-critical gas-condensate fluid in tight reservoir with adsorption // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120054. <https://doi.org/10.1063/5.0165102>
16. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
17. *Whitson C.H., Fevang Ø., Sævareid A.* Gas condensate relative permeability for well calculations // SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56476-MS. <https://doi.org/10.2118/56476-MS>
18. *Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Al-Kharusi B.* The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. Paper SPE-62933-MS. <https://doi.org/10.2118/62933-MS>
19. *Ahmed S., Khakwani A.M., Ahmed I., Khan O.H.* Enhancing recoveries from a low permeable gas-condensate reservoir through hydraulic-fracturing & EOR Technologies // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. Paper SPE-185310-MS. <https://doi.org/10.2118/185310-MS>
20. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>

21. *Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S.* Modeling non-equilibrium dynamics of condensate recovery for mature gas-condensate fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181977-MS. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>

22. *Indrupskiy I.M., Danko M.Yu., Tsagan-Mandzhiev T.N., Aglyamova A.I.* Assessment of non-equilibrium phase behavior model parameters for oil and gas-condensate systems by laboratory and field studies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201956-MS. <https://doi.org/10.2118/201956-MS>

23. *Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>

24. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // SPE Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>

25. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // arXiv. 2022. 18 March. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.10140>

26. *Anikeev D.P., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* Non-linear flow simulations with corrected Peaceman formula for well pressure calculation // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120053. <https://doi.org/10.1063/5.0164189>

Информация об авторах

Илья Михайлович Индрупский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, i-ind@ipng.ru

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, anikeev@ipng.ru

Тарас Сергеевич Ющенко – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Арина Алексеевна Астанина – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Екатерина Владиславовна Кусочкова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Акиф Исмаил-оглы Ибрагимов – д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Юлия Владимировна Алексеева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Тимур Николаевич Цаган-Манджиев – к.т.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Ольга Андреевна Лобанова – к.т.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Поступила в редакцию 05.07.2023

Development of methodological solutions for the efficient development of gas condensate deposits in low-permeability reservoirs with complex phase behavior of reservoir fluid

I.M. Indrupskiy*, E.S. Zakirov**, D.P. Anikeev***, T.S. Ushchenko, A.A. Astanina, E.V. Kusochkova, A.I. Ibragimov, Yu.V. Alekseeva, T.N. Tsagan-Mandzhiev, O.A. Lobanova
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *i-ind@ipng.ru, **ezakirov@ogri.ru, ***anikeev@ipng.ru

Abstract. Efficient production of gas and condensate from deep deposits requires the solution of a set of scientific and methodological problems, including the assessment of distribution of the initial fluid composition and properties within the deposit; predicting the complex phase behavior of the reservoir fluid at near-critical conditions and under the influence of the porous medium; modeling the formation of condensate banks in multiphase flows, taking into account velocity effects, variable interfacial tension, non-equilibrium phase transitions and complex well completions; etc. The paper presents the developments of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in this area, with an emphasis on recovery of the unique hydrocarbon reserves of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.

Keywords: deep gas condensate reservoir, Achimov reservoirs, Urengoy field, low-permeability reservoir, phase behavior, influence of porous media, near-critical fluid, condensate banks, interfacial tension, non-equilibrium phase transitions

Citation: Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ushchenko T.S., Astanina A.A., Kusochkova E.V., Ibragimov A.I., Alekseeva Yu.V., Tsagan-Mandzhiev T.N., Lobanova O.A. Development of methodological solutions for the efficient development of gas condensate deposits in low-permeability reservoirs with complex phase behavior of reservoir fluid // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 151–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10> (In Russ.).

References

1. Yushkov A.Yu., Merkushev P.V. Cycling variants assessment at Achimovsky formations of Urengoy field // Oilfield Engineering. 2015. No. 4. P. 38–53. (In Russ.).
2. Novikov S., Weinheber P., Charupa M. et al. Tight gas Achimov formation evaluation and sampling with wireline logging tools: Advanced approaches and technologies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176591-MS. <https://doi.org/10.2118/176591-MS>
3. Graf T. Vertical and horizontal integration to overcome extreme operational challenges for the Achimov tight, gas-condensate formation // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171169-MS. <https://doi.org/10.2118/171169-MS>
4. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. Deliverability modelling of West-Siberia gas-condensate wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-161972-MS. <https://doi.org/10.2118/161972-MS>

5. *Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V. et al.* Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
6. *Alakbarov S., Behr A.* Explicit numerical evaluation of productivity impairment in hydraulically fractured wells of gas condensate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201953-MS. <https://doi.org/10.2118/201953-MS>
7. *Brusilovsky A.I.* Phase transitions in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
9. *Pedersen K.S., Cristensen P.L.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. 407 p.
10. *Inyakin V.V., Mulyavin S.F., Usachev I.A.* The substantiation of the optimum conditions of carrying out field research on the gas-condensate of low permeability wells of Achimov deposits at the Urengoy oil and gas condensate field // Oil and Gas Studies. 2019. No. 4(136). P. 92–99. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-92-99> (In Russ.).
11. *Zanochuev S.A., Gromova E.A.* Detailed study of phase behavior of Achimov reservoir gas condensate systems of the Urengoy field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 253–255. (In Russ.).
12. *Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I.* A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation // Georesursy. 2022. Vol. 24, No. 3. P. 164–181. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14> (In Russ.).
13. *Ma Y., Jamili A.* Using simplified local density/ Peng-Robinson equation of state to study the effects of confinement in shale formations on phase behavior // SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, 1–3 April 2014. Paper SPE-168986-MS. <https://doi.org/10.2118/168986-MS>
14. *Ma Y., Li B., Mezzatesta A., Jamili A.* Simplified local density theory for modeling adsorbed gas and estimation of gas-in-place of unconventional gas condensate reservoirs // International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14–16 November 2016. Paper IPTC-18892-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18892-MS>
15. *Astanina A.A., Indrupskiy I.M.* Study of SLD model application to phase behavior calculations for near-critical gas-condensate fluid in tight reservoir with adsorption // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120054. <https://doi.org/10.1063/5.0165102>
16. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
17. *Whitson C.H., Fevang Ø., Sævareid A.* Gas condensate relative permeability for well calculations // SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56476-MS. <https://doi.org/10.2118/56476-MS>

18. *Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Al-Kharusi B.* The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. Paper SPE-62933-MS. <https://doi.org/10.2118/62933-MS>
19. *Ahmed S., Khakwani A.M., Ahmed I., Khan O.H.* Enhancing recoveries from a low permeable gas-condensate reservoir through hydraulic-fracturing & EOR technologies // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. Paper SPE-185310-MS. <https://doi.org/10.2118/185310-MS>
20. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5. P. 1173–1188. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x>
21. *Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S.* Modeling non-equilibrium dynamics of condensate recovery for mature gas-condensate fields // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181977-MS. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>
22. *Indrupskiy I.M., Danko M.Yu., Tsagan-Mandzhiev T.N., Aglyamova A.I.* Assessment of Non-equilibrium phase behavior model parameters for oil and gas-condensate systems by laboratory and field studies // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201956-MS. <https://doi.org/10.2118/201956-MS>
23. *Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S. et al.* Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. <https://doi.org/10.2118/196871-MS>
24. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // SPE Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
25. *Ibragimov A., Zakirov E., Indrupskiy I., Anikeev D.* Fundamentals in Peaceman model for well-block radius for non-linear flows near well // arXiv. 2022. 18 March. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2203.10140>
26. *Anikeev D.P., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S.* Non-linear flow simulations with corrected Peaceman formula for well pressure calculation // AIP Conference Proceedings. 2023. Vol. 2872. P. 120053. <https://doi.org/10.1063/5.0164189>

Information about the authors

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, i-ind@ipng.ru

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, anikeev@ipng.ru

Taras S. Ushchenko – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Arina A. Astanina – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Ekaterina V. Kusochkova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Akif I. Ibragimov – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Yulia V. Alekseeva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Timur N. Tsagan-Mandzhiev – Cand. Sci. (Eng.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Olga A. Lobanova – Cand. Sci. (Eng.), Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Received 05.07.2023