

Моделирование влияния динамической адсорбции на фазовое поведение углеводородов в сланцевых и плотных коллекторах

О.А. Лобанова, И.М. Индрупский*
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Известно, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах адсорбция существенно влияет на запасы углеводородов и процессы их извлечения. Этот факт нашел отражение в методиках подсчета запасов и оценки добычного потенциала таких объектов, в частности, сланцевых залежей. Для расчета начального содержания компонентов применяют модели многокомпонентной адсорбции. Влияние на добычу углеводородов учитывается через специальные динамические модели проницаемости сланцевых коллекторов.

Как показывают лабораторные исследования, адсорбция может приводить к существенным изменениям не только объемов, но и состава добываемых флюидов и их фазового поведения. Ранее данный эффект не удавалось воспроизвести на основе математических моделей.

Предлагаемый в данной статье метод позволяет моделировать фазовое поведение углеводородной смеси с учетом динамической адсорбции/десорбции компонентов в процессе изменения давления. Метод применим при расчетах многокомпонентной фильтрации и PVT-моделировании на реальных объектах.

Проведены расчеты фазового поведения углеводородов при истощении залежей в сверхнизкопроницаемых коллекторах. Показано, что пренебрежение динамическим влиянием адсорбции/десорбции приводит к существенным ошибкам в прогнозировании давления насыщения (начала конденсации), а также динамик изменения состава добываемого флюида и извлечения углеводородных компонентов.

Ключевые слова: фазовое поведение, нефть, газ, многокомпонентная углеводородная смесь, многокомпонентная адсорбция, сланцевый коллектор, численный алгоритм

Для цитирования: Лобанова О.А., Индрупский И.М. (2020). Моделирование влияния динамической адсорбции на фазовое поведение углеводородов в сланцевых и плотных коллекторах. *Георесурсы*, 22(1), с. 13-21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.13-21>

Введение

Исследования фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей являются неотъемлемой частью теории и практики моделирования, проектирования и анализа разработки нефтяных и газоконденсатных залежей. В теоретическом плане их важнейшим элементом является расчет фазового равновесия – задача определения числа, долей и составов фаз, на которые разделяется углеводородная смесь при заданных термобарических условиях. Расчеты фазового равновесия имеют особое значение в многокомпонентном (композиционном) гидродинамическом моделировании, применяемом для проектирования и оценки технологических решений при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей с интенсивным межфазным массообменом (Aziz, Wong, 1989; Coats, 1998). Они также лежат в основе PVT-моделирования (PVT – pressure-volume-temperature, давление-объем-температура), используемого для создания моделей пластовых флюидов (Whitson, Brule, 2000) и их настройки на данные лабораторных исследований проб в свободном объеме (бомбах PVT) (Pedersen, Christensen, 2006).

В залежах нефти и газа ряд факторов может приводить к существенным отклонениям фактического фазового

поведения пластовой углеводородной смеси от наблюдаемого при исследовании проб в свободном объеме. Как следствие, в процессе разработки месторождения наблюдается несоответствие между измеренными и прогнозными данными. К числу таких факторов можно отнести влияние воды (Buleiko и др., 2007), связанных углеводородов (Брусиловский, 2002), поверхности пор породы-коллектора (Buleiko и др., 2007; Pang и др., 2013), капиллярного давления (Nojabaei и др., 2013; Shapiro, Stenby, 2001) и др.

Известно, что в плотных и сланцевых коллекторах большое влияние на запасы углеводородов и динамику их добычи оказывает адсорбция/десорбция компонентов пластовых флюидов (Zendehboudi, Bahadori, 2015). Экспериментальные исследования показывают, что адсорбция может также оказывать существенное влияние на состав углеводородной смеси и ее фазовую диаграмму (Buleiko и др., 2007). Экспериментальному определению количества адсорбированного вещества (изотерм адсорбции) для метана, этана, азота и других компонентов, а также бинарных и многокомпонентных смесей, на различных адсорбентах в широком диапазоне термобарических условий посвящены исследования многих авторов. В работе (Choi и др., 2003) изучена однокомпонентная адсорбция метана, этана, этилена, азота и кислорода на активированном угле. Однако давление в экспериментах не превышало 2 МПа, что значительно ниже типичных

* Ответственный автор: Илья Михайлович Индрупский
E-mail: i-ind@ipng.ru

© 2020 Коллектив авторов

значений пластового давления. Полученные в (Song и др., 2007) изотермы адсорбции для чистых компонентов на цеолите свидетельствуют о том, что структура пор даже одного и того же адсорбента может оказывать существенное влияние на характер адсорбции, особенно для углеводородов старше C5. В (Luo и др., 2015) рассмотрена адсорбция не только чистых компонентов, но и их смесей, а в (Wang и др., 2015) – смесей метан-этан в разных пропорциях, и показано, что соотношение компонентов смеси существенно влияет на интенсивность их адсорбции. В работе (Yun и др., 2002) также изучались метан, этан и их бинарные смеси, но на адсорбенте MCM-41, который характеризуется химически гомогенной поровой поверхностью и простой структурой пор. В (Matsumoto и др., 1997) показано, что модель Ленгмюра дает хорошее приближение для изотерм адсорбции старших углеводородных компонентов на активированном угле при давлениях до 0.1 МПа. Но этот вывод не распространяется на более высокие давления (Dong и др., 2016).

Несмотря на то, что адсорбция углеводородов в сланцевых породах интенсивно изучалась в последнее десятилетие, моделированию влияния адсорбции на динамические изменения состава углеводородной смеси и ее фазового поведения ранее не уделялось значительного внимания. В работе (Ambrose и др., 2011) приведен пример расчета запасов углеводородов с учетом различия составов свободного газа и адсорбированного флюида для пятикомпонентной модели углеводородной смеси в сланцевом коллекторе. В работах (Dong и др., 2016) и (Sandoval и др., 2016) разработаны близкие друг к другу методы учета многокомпонентной адсорбции в расчетах фазового поведения углеводородов. Предполагается, что адсорбция влияет на фазовое равновесие путем изменения эффективных радиусов пор за счет образования тонких адсорбционных пленок на поверхности горных пород, что приводит к небольшим изменениям капиллярного давления. В (Dong и др., 2016) также рассматривается смещение критической точки смеси, вызванное адсорбцией. Результаты обоих исследований показали незначительный с практической точки зрения эффект от учета адсорбции, несмотря на то, что само по себе влияние капиллярного давления в пористой среде на фазовое поведение флюидов может быть значительным. В обеих работах не исследовалось влияние динамической адсорбции/десорбции на состав флюида в порах при изменении давления.

В статье (Sandoval и др., 2018) представлен альтернативный алгоритм расчета фазового равновесия углеводородной смеси (так называемый flash-алгоритм) с учетом многокомпонентной адсорбции и капиллярного давления в порах коллектора. Авторами установлено существенное влияние этих факторов на фазовую диаграмму и расчетные составы углеводородных фаз. При расчете фазового состояния вводится понятие гипотетической «избыточной адсорбированной фазы» (excess adsorbed phase). Она не является реальным термодинамическим объектом и отражает отличие состава реальной адсорбированной фазы от состава «свободной» (bulk) части смеси, для которой осуществляется равновесный расчет долей и составов паровой и жидкой фаз. При этом интегральный баланс состава включает «свободную» часть смеси в общем поровом объеме и «избыточную адсорбированную фазу» в объеме,

занятом адсорбированным веществом. Полученные результаты качественно согласуются с известными промысловыми и экспериментальными данными. Однако использование предложенной модели для практических приложений сильно затрудняется необходимостью получения большого объема исходных параметров для многокомпонентной адсорбционной модели в условиях реального коллектора, неоднородного по литологии, структуре (геометрии) порового пространства, физико-химическим характеристикам поверхности пор, и др.

В настоящей статье мы также представляем метод учета динамических изменений состава фаз из-за адсорбции/десорбции компонентов при моделировании фазового поведения углеводородных смесей в плотных и сланцевых коллекторах. Итерационный алгоритм отличается от представленного в (Sandoval и др., 2018), но также использует модель многокомпонентной адсорбции для расчета адсорбированного количества каждого компонента, с последующим использованием текущего состава свободного флюида в расчетах фазового поведения при заданных термобарических условиях. Для учета влияния неоднородности свойств реального коллектора, таких как объем пор, удельная поверхность пор и др., вводится специальный управляющий параметр модели. Он имеет конкретный физический смысл и может быть определен экспериментально для реального объекта с учетом неоднородности. С другой стороны, в отсутствие достаточных лабораторных данных по многокомпонентной адсорбции для конкретного неоднородного коллектора настройка данного параметра (например, по доле адсорбированного флюида при начальных условиях в залежи) позволяет получить эквивалентную модель для применения в расчетах фазового поведения флюида. Это существенно упрощает использование предлагаемого метода в практике расчетов для реальных месторождений.

Разработанный метод иллюстрируется расчетами фазового поведения углеводородной смеси при динамической десорбции компонентов, вызванной снижением давления при истощении залежи. Показано существенное влияние адсорбционно-десорбционных процессов на давление насыщения (давление начала конденсации), а также на динамику составов фаз.

В последующих разделах статьи сначала описывается модель и вычислительный алгоритм. Затем их применение иллюстрируется на примере многокомпонентной углеводородной смеси и обсуждаются полученные результаты.

Математическая модель

В данном разделе мы опишем модель и общий вычислительный алгоритм, включающий блоки расчета фазового равновесия и динамической многокомпонентной адсорбции.

Фазовое равновесие

Ключевое допущение модели состоит в том, что фазовое поведение углеводородной смеси при адсорбции компонентов поверхностью коллектора может быть описано так же, как и в свободном объеме. Но при этом необходимо учитывать изменение общего состава свободной части смеси за счет адсорбции/десорбции отдельных компонентов. Это допущение возникло из анализа

экспериментальных данных (Buleiko и др., 2007). Другие возможные эффекты влияния пористой среды, такие как разница давлений в фазах (капиллярное давление в поровых каналах с учетом адсорбционных пленок) и сдвиг критической точки, могут быть включены в модель по аналогии с работами (Dong и др., 2016; Sandoval и др., 2016; Sandoval и др., 2018). В данной работе эти эффекты не учитываются, чтобы подчеркнуть влияние на фазовое поведение динамического изменения общего состава смеси, обусловленного адсорбцией/десорбцией компонентов.

Равновесие паровой и жидкой фаз при заданном давлении, температуре и общем составе смеси определяется равенством химических потенциалов для каждого компонента между фазами (Брусиловский, 2002; Whitson, Brule, 2000):

$$\mu_{i,L} = \mu_{i,V}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (1)$$

где i – индекс компонента смеси; N – общее число компонентов в смеси; μ_i – химический потенциал компонента i ; нижние индексы L и V обозначают соответственно жидкую и паровую фазы.

В терминах летучестей уравнения (1) приобретают вид:

$$\ln f_{i,L} = \ln f_{i,V}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (2)$$

Летучести компонентов в паровой и жидкой фазах можно найти по известным термодинамическим соотношениям на основе решения уравнения состояния (EOS – equation of state). В нефтегазовых приложениях наибольшее распространение получило кубическое уравнение состояния Пенга-Робинсона (Peng, Robinson, 1976) в трехпараметрической модификации (Jhaveri, Youngren, 1988):

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)(v+d)}, \quad (3)$$

где v – мольный объем фазы; a – коэффициент, зависящий от температуры T ; b , c и d – постоянные коэффициенты. Обычно уравнение (3) приводят к кубической форме:

$$v^3 + \left(c + d - b - \frac{RT}{p}\right)v^2 + \left(\frac{a}{p} - bc + cd - bd - \frac{RTd}{p} - \frac{RTc}{p}\right)v - \left(bcd + \frac{RTcd}{p} + \frac{ab}{p}\right) = 0. \quad (4)$$

Ацентрический фактор ω_i , критическое давление P_{ci} и температура T_{ci} для каждого компонента i , а также коэффициенты бинарного взаимодействия компонентов используются, чтобы вычислить коэффициенты a , b , c и d в уравнении (4) для заданного состава фазы. Далее уравнение (4) решается относительно z -фактора $z = \frac{pv}{RT}$. Z -фактор фазы затем используется для вычисления летучести компонента (Брусиловский, 2002).

Уравнения (2) необходимо дополнить условиями нормировки. Итоговая система алгебраических уравнений для определения долей и составов равновесных фаз имеет вид:

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = 0, & i = 1, \dots, N \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, & i = 1, \dots, N \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (5)$$

Определение равновесных мольных долей L и V и составов (мольных концентраций компонентов) y_i и x_i паровой и жидкой фаз на основе системы (5) при заданных общем составе смеси z_p , давлении p и температуре T носит название задачи фазового равновесия, или «flash» задачи.

Для её решения используется ряд методов, среди которых наиболее распространены метод последовательных приближений, метод Ньютона и их модификации (Michelsen, 1982a; Брусиловский, 2002). Эти итерационные процедуры включают решение уравнения Речфорда-Райса для V (Whitson, Brule, 2000):

$$F(V) = \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i-1)}{V(K_i-1)+1} = 0, \quad (6)$$

где коэффициенты распределения (константы равновесия) $K_i = \frac{y_i}{x_i}$. Исходные оценки для K_i можно найти по корреляции Уилсона

$$K_i = \frac{P_{ci}}{P} \exp \left[5,373(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right) \right], \quad (7)$$

или получить с помощью анализа стабильности фаз (Michelsen, 1982b). Если расчеты фазового равновесия повторяются для изменяющихся термобарических условий, то начальные приближения для K_i могут быть получены из решения, найденного при предыдущих значениях давления/температуры.

Описанная процедура широко распространена в расчетах фазового поведения углеводородных смесей в приложении к моделированию и проектированию разработок месторождений. В систему уравнений (5) могут быть внесены непринципиальные изменения для учета капиллярного давления (Брусиловский, 2002; Sandoval и др., 2016) и некоторых других особенностей пористой среды (Dong и др., 2016).

В предлагаемом методе, при учете адсорбции компонентов, новым в описанной процедуре является то, что z_i в системе (5) – это не общий состав углеводородной смеси в элементе пористой среды, а состав свободной (не адсорбированной) ее части. В отличие от работы (Sandoval и др., 2018), для расчетов используется только состав свободной смеси z_p , а ее объем и плотность не используются, что позволяет не вводить «избыточную адсорбированную фазу». Подробнее соответствующие отличия обсуждаются далее.

Также важно отметить следующую особенность. Использование состава свободной части смеси z_i в расчетах фазового равновесия не эквивалентно принятию постоянного состава смеси в соответствии с идеально отобранной пробой изначально свободного пластового флюида и выполнению дальнейших расчетов по стандартным процедурам. В предлагаемом методе учитывается, что в условиях разработки месторождения состав свободной части углеводородной смеси непрерывно меняется вследствие динамической адсорбции/десорбции компонентов.

Многокомпонентная адсорбция

В публикациях можно найти достаточно большой объем экспериментальных данных по адсорбции отдельных углеводородов на различных адсорбентах. Однако большая часть этих результатов получена либо при слишком низких давлениях, либо на промышленных адсорбентах, и поэтому не пригодна для прямого применения к нефтегазовым коллекторам. Исключением является метан, в связи с его запасами в угольных пластах и залежах сланцевого газа.

Помимо проблем с экспериментальными данными, существует вопрос выбора адекватных моделей адсорбции. Для алканов до C_4H_{10} , а также для CO_2 и некоторых других неуглеводородных компонентов, в большинстве

исследований была признана удовлетворительной монослойная модель адсорбции Ленгмюра (Langmuir, 1918):

$$n = n_{max}(T) \frac{b(T) \cdot P}{1 + b(T) \cdot P}, \quad (8)$$

где n_{max} – максимальное количество вещества (адсорбата), которое может адсорбироваться при заданной температуре T на поверхности адсорбента; b – константа адсорбционного равновесия.

Для высших алканов требуются более сложные модели, такие как модель Toth (Toth, 1971) и ее модификации, или BET-модель (Brunauer и др., 1938). Некоторые примеры применения данных моделей для адсорбции углеводородов приведены в (Dong и др., 2016).

Для многокомпонентной адсорбции модель Ленгмюра может быть расширена путем введения летучестей вместо парциальных давлений, что приводит к следующему выражению для изотермы адсорбции отдельного компонента смеси:

$$n_i = n_{max,i} \frac{b_i(T) f_i(P,T)}{1 + \sum_{i=1}^N b_i(T) f_i(P,T)}. \quad (9)$$

Предполагается, что $n_{max,i}$ и b_i могут быть получены с использованием стандартного ленгмюровского анализа экспериментальных данных по однокомпонентной адсорбции.

Хотя многокомпонентная модель Ленгмюра (MLM – multicomponent Langmuir model) (9) для компонентов до C_4H_{10} дает удовлетворительные результаты при прогнозировании общего количества адсорбированной смеси, она не всегда адекватно описывает адсорбционную селективность, т.е. адсорбированное количество каждого компонента. В литературе представлены и изучены более сложные модели многокомпонентной адсорбции углеводородов (Gusev и др., 1996), но ни одна из них не была признана универсально пригодной для прогнозирования адсорбции при высоких давлениях, характерных для нефтегазовых пластов (Sandoval и др., 2016).

Как и авторы (Sandoval и др., 2018), для целей данной работы мы ограничиваемся использованием модели MLM. Наряду с отмеченными причинами, такой выбор связан с принимаемыми для тестовых расчетов исходными данными по сланцевому коллектору, описываемыми далее. Однако важно отметить, что предлагаемый метод позволяет использовать любую модель многокомпонентной адсорбции, что особенно важно для компонентов старше C_4H_{10} при давлениях и температурах, характерных для реальных пластов.

Выбор исходных параметров для последующих расчетов обусловлен, как уже отмечено, практическим отсутствием подходящих экспериментальных данных для моделирования многокомпонентной адсорбции углеводородов при высоких давлениях. Как видно из обобщающей работы (Dong и др., 2016), в литературе не представлено экспериментальных результатов, полученных хотя бы для алканов от метана до бутана на одном и том же адсорбенте, при одной и той же температуре и в подходящем диапазоне давлений. В рассматриваемых далее примерах мы используем данные работы (Ambrose и др., 2011) о параметрах изотерм адсорбции Ленгмюра для углеводородов от метана до бутана на сланцевой породе при температуре 355°K (180°F) и давлениях до 310 бар (4500 psi) (табл. 1). Следует отметить, что данные по бутану в статье (Ambrose и др., 2011) получены на

Параметр	C1	C2	C3	C4
n_{max} , ммоль/г	0.0670	0.109	0.214	0.277
b , 1/бар	0.009285	0.0179	0.0172	0.0409

Табл. 1. Коэффициенты Ленгмюра для адсорбции отдельных алканов на сланцевой породе при 355°K (по данным (Ambrose и др., 2011), 1 бар = 10⁵ Па)

основе корреляций параметров адсорбции от числа атомов углеводорода в молекуле алкана.

Используя модель многокомпонентной адсорбции, можно рассчитать адсорбированное количество каждого компонента. Однако этого недостаточно для определения составов адсорбированной и свободной частей смеси в пористой среде по следующим причинам.

- Хотя процесс адсорбции связан с поверхностью пор, экспериментальные данные обычно доступны в расчете на единицу массы адсорбента. Это означает, что их нельзя перенести на адсорбенты (участки коллектора) с другой пористостью, удельной поверхностью пор, минеральным составом, содержанием связанной воды и др. В то время как в реальности эти характеристики существенно изменяются даже в пределах одной залежи.

- Доля адсорбированной части смеси является относительной величиной. Она зависит не только от адсорбированного количества смеси, но и от общего количества смеси, приходящегося на единицу объема пор (или удельной поверхности пор) коллектора, которая также существенно изменяется в реальных условиях.

Для преодоления этих двух проблем мы вводим в модель единый управляющий параметр v , который выражается в ммоль/г и соответствует общему количеству вещества смеси, приходящемуся на единицу массы адсорбента (породы коллектора). Общее количество смеси, учитываемое в v , включает в себя углеводороды как в адсорбированном, так и в свободном состоянии.

Параметр v может трактоваться как общее количество углеводородов, которое «поступило» в поры отдельного элемента пласта, после чего некоторая его часть была адсорбирована на поверхности породы при текущих термобарических условиях. Экспериментально v может быть определено путем экстракции всех углеводородов из замкнутого элемента породы (герметизированного образца керна), извлеченного из пласта. Для учета неоднородности пласта по v можно использовать прямые петрофизические связи с параметрами, определяемыми по геофизическим данным. При этом для определения v не требуется знать отдельно свободное или адсорбированное количество смеси.

Величина v для замкнутого элемента породы остается постоянной при изменении давления и температуры, хотя доли, плотности и другие характеристики адсорбированной и свободной частей смеси, а также число и параметры свободных фаз и даже поровый объем элемента будут меняться. Принятие v постоянным справедливо в тех же рамках, что и принятие постоянным полного состава смеси $z_{bulk,i}$ в рамках традиционных PVT-расчетов. Если же моделируемый процесс предполагает массообмен между рассматриваемым элементом и внешней средой (например, истощение при постоянном объеме (CVD – constant volume depletion)) или композиционное моделирование течения флюидов, то изменение v рассчитывается

одновременно с изменением $z_{bulk,i}$ по балансу притока и оттока каждого компонента в/из элемента пласта.

В отсутствие прямых экспериментальных данных для оценки значения v можно использовать информацию об общей доле адсорбированных углеводородов для определенного участка пласта или типа коллектора при начальном пластовом давлении p_0 и температуре T . Например, для сланцевой формации Барнетт (США) эта доля варьируется от 20 до 40 %. Приняв конкретное значение доли адсорбированных углеводородов, начальное приближение для v можно вычислить, определив адсорбированное количество смеси при p_0, T в единичном элементе пласта из уравнения Ленгмюра (8), примененного к компоненту с наибольшей долей в смеси. Затем выполняются расчеты фазового равновесия с многокомпонентной адсорбцией при p_0, T и заданном общем составе смеси, как описано в следующем подразделе. Полученная с помощью модели общая доля адсорбированных углеводородов сравнивается с фактической, и v корректируется соответствующим образом. Может потребоваться несколько итераций. Как только v настроена по фактическим данным, модель готова к динамическим расчетам, например, с изменяющимся давлением.

Вычислительная процедура

Поскольку мы рассматриваем равновесные фазовое поведение и адсорбцию, расчет процесса с динамическим

изменением давления (или/и температуры) можно выполнить с помощью последовательности независимых расчетов для каждого шага изменения p (и T), как и в обычном PVT-моделировании. Вычислительная процедура при заданном давлении и температуре состоит в следующем.

Реализуется итерационный цикл. На каждой итерации сначала решается задача фазового равновесия (5) для общего состава свободной части смеси z_i . Затем, используя найденные значения летучестей, с помощью модели многокомпонентной адсорбции (например, модели MLM (9)) определяют адсорбированные количества $n_{ads,i}$ каждого компонента. После этого состав свободной части смеси корректируется следующим образом:

$$z_i = (v \cdot z_{bulk,i} - n_{ads,i}) / (v - \sum_{j=1}^N n_{ads,j}),$$

$$i = 1, \dots, N,$$
(10)

или эквивалентно

$$z_i = (z_{bulk,i} - n_{ads,i}/v) / (1 - \sum_{j=1}^N n_{ads,j}/v),$$

$$i = 1, \dots, N,$$
(11)

где $z_{bulk,i}$ соответствует полному составу смеси (свободной + адсорбированной части), и $z_i = z_{bulk,i}$ на начальной итерации.

Блок-схема вычислительной процедуры в случае расчета фазовых равновесий методом последовательных приближений приведена на рис. 1. По опыту выполненных расчетов, для нахождения решения обычно требуется не более 3-5 внешних итераций (q -итераций на рис. 1).

Для практического применения важна следующая особенность предлагаемого метода.

Адсорбированное количество углеводородов в элементе пласта определяется составом флюида, давлением, температурой и свойствами породы. Поскольку реальные породы-коллекторы сильно неоднородны, для

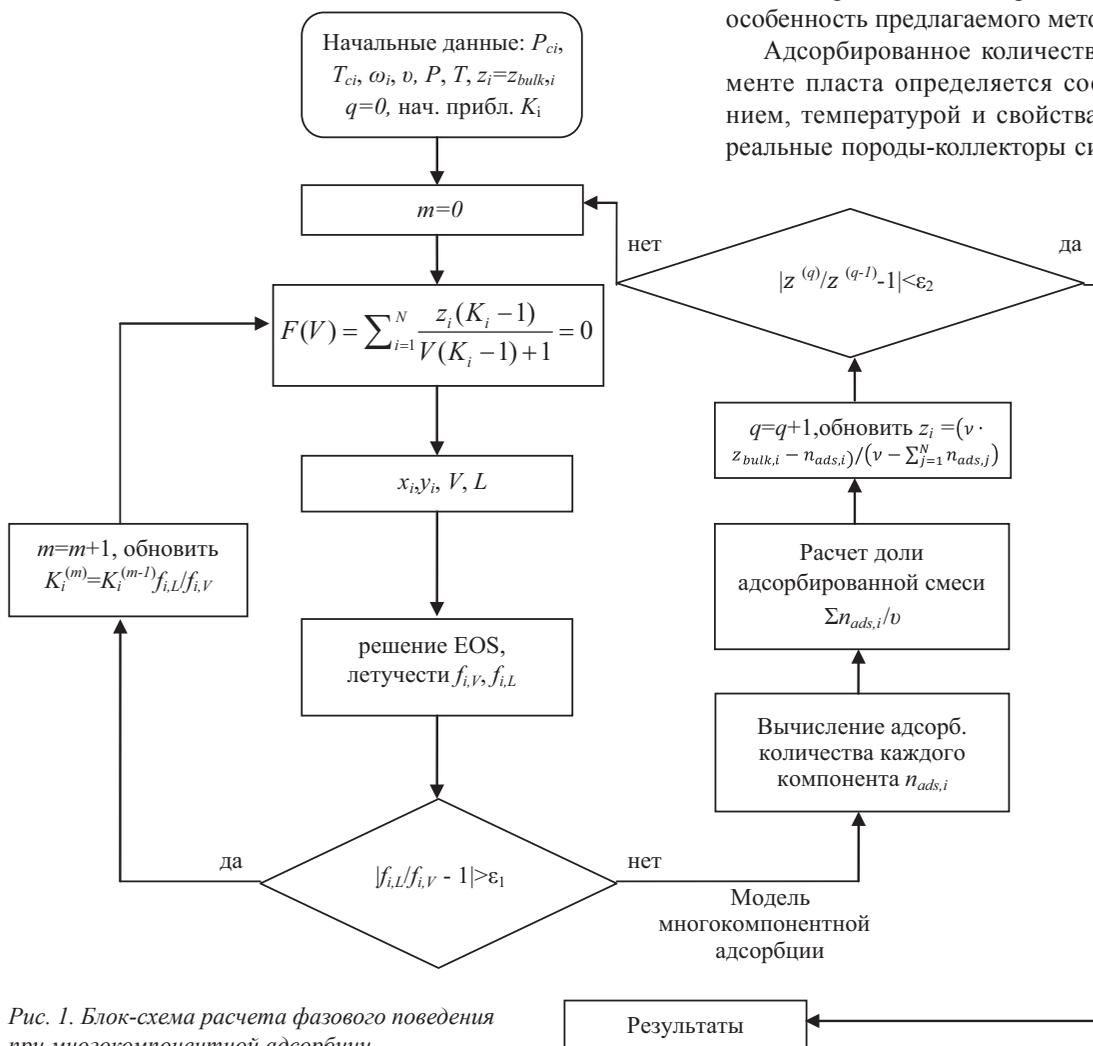


Рис. 1. Блок-схема расчета фазового поведения при многокомпонентной адсорбции

применения, например, метода работы (Sandoval и др., 2018) необходимо получить достаточное количество экспериментальных данных по изотермам многокомпонентной адсорбции для различных комбинаций параметров коллектора – минеральный состав, удельная поверхность пор, распределение пор по размерам, содержание воды и др., что невозможно полноценно реализовать на практике.

В рамках предлагаемого нами метода в условиях ограниченных данных можно использовать следующий подход. Настройка параметра v позволяет «перемасштабировать» многокомпонентные изотермы адсорбции, полученные в ограниченном числе экспериментов (или взятые для аналогичных пород), таким образом, чтобы форма изотермы и относительная адсорбция компонентов (селективность) сохранялись, в то время как влияние общей интенсивности адсорбции настраивалось в зависимости от изменений минерального состава и свойств горной породы. А именно, для фиксированных термобарических условий и заданных параметров адсорбционной модели изменение v не будет влиять на абсолютные значения $n_{ads,i}$. Но из выражения (11) видно, что эффект от изменения v на относительные параметры – долю свободной части смеси и ее состав z_i – эквивалентен эффекту от пропорционального изменения $n_{ads,i}$, т.е. «перемасштабирования» изотерм адсорбции. Таким образом, настройка параметра v (например, по начальной доле адсорбированной смеси, как описано выше) позволяет осуществлять расчеты фазового поведения с учетом адсорбции в условиях ограниченных экспериментальных данных.

Примеры расчетов

Чтобы проиллюстрировать особенности модели и оценить влияние динамической адсорбции/десорбции на фазовое поведение, проведены тестовые расчеты для трехкомпонентной смеси метан-этан-бутан. Полный состав смеси и термобарические условия приведены в табл. 2. Рассмотрены три случая с различными значениями v , также представленными в табл. 2. Эти значения соответствуют заданным долям адсорбированной части смеси при начальном давлении – 10, 25 или 40 %. Параметры для модели многокомпонентной адсорбции MLM приведены в табл. 1.

Моделируется процесс изотермического снижения давления при сохранении полного состава смеси. При обычном PVT-моделировании это соответствует процессу контактной конденсации (CCE – constant composition expansion). Однако в нашем случае фазовое поведение не может быть описано с помощью традиционного расчета CCE из-за динамического изменения состава свободной части смеси.

На рис. 2 показаны свободные и адсорбированные доли компонентов смеси при начальных условиях ($p = 276$ бар) для трех случаев с различными v . Все значения

Параметр	Значение		
Полный состав $z_{bulk,i}$, мол. %	C1 – 25, C2 – 15, C4 – 60		
Температура, °K	355		
Начальное давление, бар	276		
v , ммоль/г	0,99	0,39	0,238
Начальная доля адсорбированной части смеси, мол. %	10	25	40

Табл. 2. Данные для тестовых расчетов

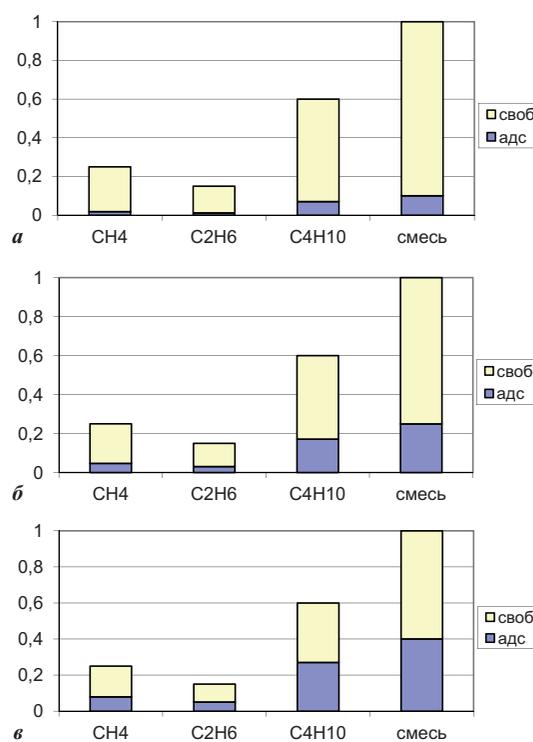


Рис. 2. Свободные и адсорбированные доли компонентов смеси при начальном давлении 276 бар: а – $v = 0,99$, б – $v = 0,39$, в – $v = 0,238$ ммоль/г

нормированы по полному количеству смеси. Отметим, что из-за наиболее интенсивной адсорбции бутана его адсорбированная доля больше, чем адсорбированная доля смеси в целом, тогда как для других компонентов наблюдается обратная ситуация. Состав свободной части смеси соответствует однофазному жидкому состоянию.

При $p = 100$ бар свободная часть смеси остается однофазной, но ее состав несколько отличается от исходного из-за различной относительной десорбции компонентов. В таблице 3 показано, как изменяется суммарный состав свободной части смеси при снижении давления для $v = 0,238$ ммоль/г.

Для принятого полного состава смеси в свободном объеме давление насыщения оценивается в 68 бар. При расчете с учетом адсорбции для свободной части смеси оно возрастает на величину до 5 бар (табл. 4).

На рис. 3 показана динамика мольной доли паровой фазы V от давления. Десорбция компонентов приводит к довольно значительным изменениям фазового поведения. Например, при $p = 50$ бар в свободном объеме (без адсорбции) мольная доля паровой фазы $V = 0,38$, а для $v = 0,238$ ммоль/г – $V = 0,56$.

На рис. 3 наибольший интерес представляет пунктирная линия. Здесь показана динамика доли паровой

Давление, бар	Состав свободной части смеси z , мол. %		
	C1	C2	C4
276	0,2845	0,1652	0,5503
100	0,2949	0,1643	0,5408
70	0,2942	0,1635	0,5423
40	0,3397	0,1807	0,4797

Табл. 3. Состав свободной части смеси при различных давлениях и $v = 0,238$ ммоль/г

Без адсорбции	v , ммоль/г		
	0,99	0,39	0,238
68	69	71	73

Табл. 4. Расчетное давление насыщения, бар

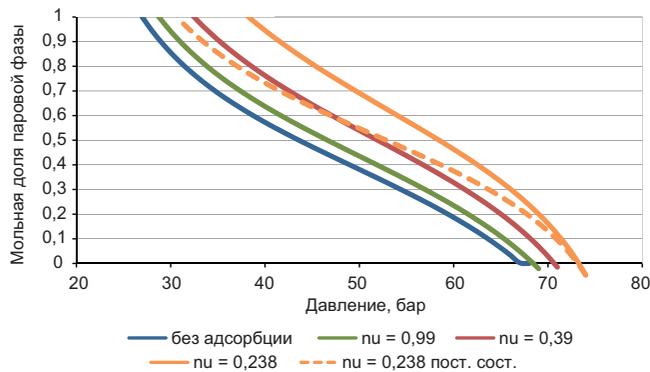


Рис. 3. Динамика мольной доли паровой фазы от давления при различных значениях v , ммоль/г

фазы, рассчитанная с использованием стандартных алгоритмов фазового равновесия в свободном объеме. Но общий состав тут принят равным составу свободной части смеси, полученному при начальном давлении для случая $v = 0,238$ ммоль/г. Это соответствует ситуации, когда проба пластового флюида отбирается при начальных пластовых условиях, и на ее основе проводятся обычные PVT-эксперименты и моделирование. Несмотря на то, что давление насыщения в этом случае оказывается таким же, как и при учете динамической десорбции, динамика фазового поведения в двухфазной области существенно отличается, а доля паровой фазы сильно недооценена. Это явно демонстрирует влияние динамической адсорбции/десорбции на фазовое поведение, в отличие от статической адсорбции, влияющей только на исходный состав смеси.

Также необходимо отметить, что наиболее выраженное влияние различной относительной динамики десорбции компонентов наблюдается в двухфазной области (табл. 3, рис. 3). Чтобы проиллюстрировать этот эффект, на рис. 4а и 4б показана динамика мольных долей метана и бутана в свободной части смеси при различных значениях v . На рис. 5 и 6 для двух значений давления в двухфазной области показаны адсорбированные и свободные доли каждого компонента в паровой и жидкой фазах. Здесь снова очевидно значительное влияние многокомпонентной адсорбции на равновесные доли и составы фаз.

Выводы

В работе представлен метод моделированию фазового поведения углеводородных смесей в условиях адсорбции. Динамическая многокомпонентная адсорбция/десорбция рассматривается как ключевой фактор, влияющий на состав свободной части смеси и фазовое равновесие. Для расчета фазового поведения при многокомпонентной адсорбции представлена математическая модель, разработан вычислительный алгоритм и предложен управляющий параметр, позволяющий учитывать вариацию свойств коллектора и общей интенсивности адсорбции.

Проведены тестовые расчеты для трехкомпонентной углеводородной смеси с адсорбционными и

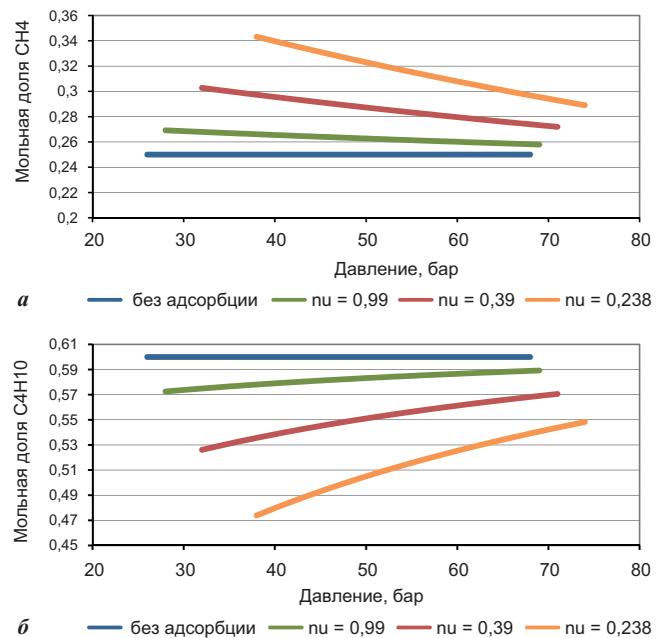


Рис. 4. Мольные доли метана (а) и бутана (б) от давления при различных значениях v , ммоль/г

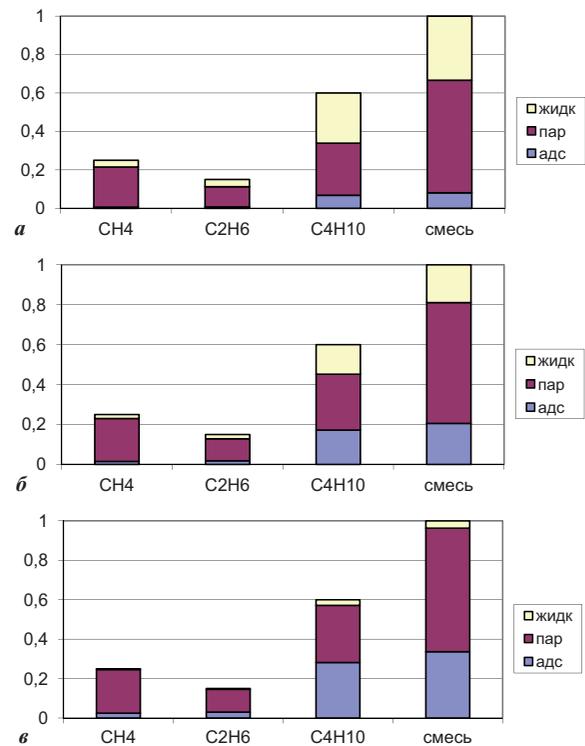


Рис. 5. Доли компонентов смеси в адсорбированной части, паровой и жидкой фазах при $P = 65$ бар: а – $v = 0,99$, б – $v = 0,39$, в – $v = 0,238$ ммоль/г

термобарическими параметрами, соответствующими примеру реального сланцевого пласта. Результаты моделирования наглядно демонстрируют значительное влияние динамической многокомпонентной адсорбции/десорбции на фазовое поведение.

Механизм, описанный в модели, может иметь критическое значение в сверхнизкопроницаемых коллекторах, таких как сланцевые породы, где снижение давления приводит к различной относительной десорбции компонентов. Это существенно влияет на состав свободной

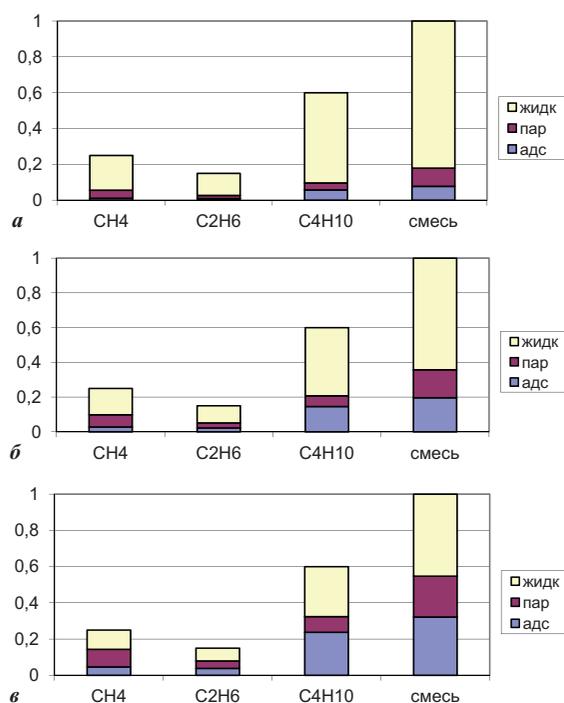


Рис. 6. Доли компонентов смеси в адсорбированной части, паровой и жидкой фазах при $P = 40$ бар: а – $v = 0,99$, б – $v = 0,39$, в – $v = 0,238$ ммоль/г

части смеси, а также на доли и составы фаз в двухфазной области. Поэтому эффект многокомпонентной адсорбции необходимо учитывать динамически.

Финансирование

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований» № АААА-А19-119022090096-5.

Литература

Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 575 с.

Ambrose R.J., Hartman R.C., Labs W., Akkutlu I.Y. (2011). SPE 141416. Multi-component Sorbed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations. *SPE Production and Operations Symposium*, pp. 1-10. <https://doi.org/10.2118/141416-MS>

Aziz K., Wong T. (1989). Considerations in the development of multi-purpose reservoir simulation models. *First and Second Forum on Reservoir Simulation*, pp. 77-208.

Brunauer S., Emmett P.H., Teller E. (1938). Adsorption of Gases in Multimolecular Layers. *Journal of the American Chemical Society*, 60(2), pp. 309-319. <https://doi.org/10.1021/ja01269a023>

Buleiko V.M., Voronov V.P., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M. (2007). Regularities in the behavior of hydrocarbon systems of oil and gas pools. *Doklady Earth Sciences*, 415(1), pp. 686-689. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07050054>

Choi B.U., Choi D.K., Lee Y.W., Lee B.K. (2003). Adsorption Equilibria of Methane, Ethane, Ethylene, Nitrogen, and Hydrogen onto Activated Carbon. *J. Chem. Eng.*, 48, pp. 603-607. <https://doi.org/10.1021/je020161d>

Coats K.H. (1998). Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs. *SPE Symposium on Reservoir Simulation*, SPE 18427

Dong X., Liu H., Hou J., Wu K. Chen Z. (2016). Phase Equilibria of Confined Fluids in Nanopores of Tight and Shale Rocks Considering the Effect of Capillary Pressure and Adsorption Film. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(3), pp. 798-811. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04276>

Gusev V., O'Brien J.A., Jensen C.R.C., Seaton N.A. (1996). Theory for Multicomponent Adsorption Equilibrium: Multispace Adsorption Model. *AIChE Journal*, 42(10), pp. 2773-2783. <https://doi.org/10.1002/aic.690421009>

Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>

Langmuir I. (1918). The Adsorption of Gases on Plane Surface of Glass, Mica and Platinum. *The Research Laboratory of the General Electric Company*, 40, pp. 1361-1402. <https://doi.org/10.1021/ja02242a004>

Luo X., Wang S., Wang Z., Jing Z., Le M., Zhai Z., Han T. (2015). Adsorption of Methane, Carbon Dioxide and Their Binary Mixtures on Jurassic Shale from the Qaidam Basin in China. *Int. J. Coal Geol.*, 150-151, pp. 210-223. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.004>

Matsumoto A., Zhao J., Tsutsumi K. (1997). Adsorption Behavior of Hydrocarbons on Slit-Shaped Micropores. *Langmuir*, 13, pp. 496-501. <https://doi.org/10.1021/la9509581>

Michelsen M.L. (1982a). The Isothermal Flash Problem. Part II. Phase-Split Calculation. *Fluid Phase Equilibria*, 9, pp. 21-40. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)85002-4](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)85002-4)

Michelsen M.L. (1982b). The Isothermal Flash Problem. Part I. Stability. *Fluid Phase Equilibria*, 9, pp. 1-19. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)85001-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)85001-2)

Nojabaei B., Johns R.T., Chu L. (2013). Effect of Capillary Pressure on Phase Behavior in Tight Rocks and Shales. *SPE Reservoir Eval. Eng.*, 16, pp. 281-289. <https://doi.org/10.2118/159258-PA>

Pang J., Zuo J., Zhang D., Du L. (2013). Effect of Porous Media on Saturation Pressure of Shale Gas and Shale Oil. *Proc. International Petroleum Technology Conference*. Beijing, pp. 1-7, IPTC 16419. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16419-MS>

Pedersen K.S., Christensen P.L. (2006). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis, USA. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>

Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 15, p. 59. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>

Shapiro A., Stenby E.H. (2001). Thermodynamics of the Multicomponent Vapor-Liquid Equilibrium under Capillary Pressure Difference. *Fluid Phase Equilib.*, 178, pp. 17-32. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(00\)00403-9](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(00)00403-9)

Sandoval D., Yan W., Michelsen M., Stenby E. (2016). Model Comparison for High-pressure Adsorption in Shale and its Influence on Phase Equilibria. *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Proc., Mo Efe 02. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601740>

Sandoval D.R., Yan W., Michelsen M.L., Stenby E.H. (2018). Influence of Adsorption and Capillary Pressure on Phase Equilibria Inside Shale Reservoirs. *Energy & Fuels*, 32(3), pp. 2819-2833. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03274>

Song L., Sun Z., Duan L., Gui J., McDougall G.S. (2007). Adsorption and Diffusion Properties of Hydrocarbons in Zeolites. *Microporous and Mesoporous Materials*, 104, pp. 115-128. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2007.01.015>

Toth J. (1971). State Equations of the Solid Gas Interface Layer. *Act. Chim. Acad. Sci. Hung.*, 69, p. 311.

Wang Y., Tsotsis T.T., Jessen K. (2015). Competitive Sorption of Methane/Ethane Mixtures on Shale: Measurements and Modeling. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 54, pp. 12187-12195. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02850>

Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase Behavior. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20, SPE, Richardson, Texas USA.

Yun J.H., Duren T., Keil F.J., Seaton N.A. (2002). Adsorption of Methane, Ethane and Their Binary Mixtures on MCM-41: Experimental Evaluation of Methods for the Prediction of Adsorption Equilibrium. *Langmuir*, 18, pp. 2693-2701. <https://doi.org/10.1021/la0155855>

Zendehboudi S., Bahadori A. (2015). Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges. Gulf Professional Publ.

Сведения об авторах

Ольга Андреевна Лобанова – кандидат тех. наук, научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, заведующий лабораторией газонефтеконденсатоотдачи пластов, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: i-ind@ipng.ru

Статья поступила в редакцию 19.03.2019;
Принята к публикации 05.12.2019; Опубликована 30.03.2020

Modeling the effect of dynamic adsorption on the phase behavior of hydrocarbons in shale and tight reservoirs

O.A. Lobanova, I.M. Indrupskiy*

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ilya M. Indrupskiy, e-mail: i-ind@ipng.ru

Abstract. It is known that in shale and tight reservoirs, adsorption significantly affects hydrocarbon reserves and the processes of their production. This fact is reflected in the methods for calculating reserves and evaluating the production potential of shale and tight deposits. To calculate the initial content of the components, multi-component adsorption models are used. The impact on hydrocarbon production is taken into account through special dynamic permeability models for shale reservoirs. According to laboratory studies, adsorption can lead to significant changes not only in volume, but also in the composition of the produced fluids and their phase behavior. Previously, this effect could not be reproduced on the basis of mathematical models. The method proposed in this article allows modeling the phase behavior of a hydrocarbon mixture taking into account the dynamic adsorption/desorption of components in the process of pressure change. The method is applicable in the simulations of multi-component (compositional) flow and PVT-modeling on real objects. The phase behavior of hydrocarbons with pressure depletion in shale reservoirs has been simulated. It is shown that the neglect of the dynamic effect of adsorption/desorption leads to significant errors in predicting the saturation pressure, as well as the dynamics of changes in the composition of the produced fluid and of hydrocarbon component recovery.

Keywords: phase behavior, oil, gas, multicomponent hydrocarbon mixture, multicomponent adsorption, shale reservoir, numerical algorithm

Recommended citation: Lobanova O.A., Indrupskiy I.M. (2020). Modeling the effect of dynamic adsorption on the phase behavior of hydrocarbons in shale and tight reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 22(1), pp. 13-21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.13-21>

References

- Ambrose R.J., Hartman R.C., Labs W., Akkutlu I.Y. (2011). SPE 141416. Multi-component Sorbed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations. *SPE Production and Operations Symp.*, pp. 1-10. <https://doi.org/10.2118/141416-MS>
- Aziz K., Wong T. (1989). Considerations in the development of multi-purpose reservoir simulation models. *First and Second Forum on Reservoir Simulation*, pp. 77-208.
- Brunauer S., Emmett P.H., Teller E. (1938). Adsorption of Gases in Multimolecular Layers. *Journal of the American Chemical Society*, 60(2), pp. 309-319. <https://doi.org/10.1021/ja01269a023>
- Brusilovskii A.I. (2002). Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 575 p.
- Buleiko V.M., Voronov V.P., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. (2007). Regularities in the behavior of hydrocarbon systems of oil and gas pools. *Doklady Earth Sciences*, 415(1), pp. 686-689. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07050054>
- Choi B.U., Choi D.K., Lee Y.W., Lee B.K. (2003). Adsorption Equilibria of Methane, Ethane, Ethylene, Nitrogen, and Hydrogen onto Activated Carbon. *J. Chem. Eng.*, 48, pp. 603-607. <https://doi.org/10.1021/jc020161d>
- Coats K.H. (1998). Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs. *SPE Symp. on Reservoir Simulation*, SPE 18427
- Dong X., Liu H., Hou J., Wu K., Chen Z. (2016). Phase Equilibria of Confined Fluids in Nanopores of Tight and Shale Rocks Considering the Effect of Capillary Pressure and Adsorption Film. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(3), pp. 798-811. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04276>
- Gusev V., O'Brien J.A., Jensen C.R.C., Seaton N.A. (1996). Theory for Multicomponent Adsorption Equilibrium: Multispace Adsorption Model. *AIChE Journal*, 42(10), pp. 2773-2783. <https://doi.org/10.1002/aic.690421009>
- Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions. *SPE*

- Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>
- Langmuir I. (1918). The Adsorption of Gases on Plane Surface of Glass, Mica and Platinum. *The Research Laboratory of the General Electric Company*, 40, pp. 1361-1402. <https://doi.org/10.1021/ja02242a004>
- Luo X., Wang S., Wang Z., Jing Z., Le M., Zhai Z., Han T. (2015). Adsorption of Methane, Carbon Dioxide and Their Binary Mixtures on Jurassic Shale from the Qaidam Basin in China. *Int. J. Coal Geol.*, 150-151, pp. 210-223. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.004>
- Matsumoto A., Zhao J., Tsutsumi K. (1997). Adsorption Behavior of Hydrocarbons on Slit-Shaped Micropores. *Langmuir*, 13, pp. 496-501. <https://doi.org/10.1021/la950958l>
- Michelsen M.L. (1982a). The Isothermal Flash Problem. Part II. Phase-Split Calculation. *Fluid Phase Equilibria*, 9, pp. 21-40. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)85002-4](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)85002-4)
- Michelsen M.L. (1982b). The Isothermal Flash Problem. Part I. Stability. *Fluid Phase Equilibria*, 9, pp. 1-19. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)85001-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)85001-2)
- Nojabaei B., Johns R.T., Chu L. (2013). Effect of Capillary Pressure on Phase Behavior in Tight Rocks and Shales. *SPE Reservoir Eval. Eng.*, 16, pp. 281-289. <https://doi.org/10.2118/159258-PA>
- Pang J., Zuo J., Zhang D., Du L. (2013). Effect of Porous Media on Saturation Pressure of Shale Gas and Shale Oil. *Proc. Int. Petro. Techn. Conf. Beijing*, pp. 1-7, IPTC 16419. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16419-MS>
- Pedersen K.S., Christensen P.L. (2006). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis, USA. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>
- Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 15, p. 59. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>
- Shapiro A., Stenby E.H. (2001). Thermodynamics of the Multicomponent Vapor-Liquid Equilibrium under Capillary Pressure Difference. *Fluid Phase Equilib.*, 178, pp. 17-32. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(00\)00403-9](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(00)00403-9)
- Sandoval D., Yan W., Michelsen M., Stenby E. (2016). Model Comparison for High-pressure Adsorption in Shale and its Influence on Phase Equilibria. *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Proc., Mo Efe 02. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601740>
- Sandoval D.R., Yan W., Michelsen M.L., Stenby E.H. (2018). Influence of Adsorption and Capillary Pressure on Phase Equilibria Inside Shale Reservoirs. *Energy & Fuels*, 32(3), pp. 2819-2833. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03274>
- Song L., Sun Z., Duan L., Gui J., McDougall G.S. (2007). Adsorption and Diffusion Properties of Hydrocarbons in Zeolites. *Microporous and Mesoporous Materials*, 104, pp. 115-128. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2007.01.015>
- Toth J. (1971). State Equations of the Solid Gas Interface Layer. *Act. Chim. Acad. Sci. Hung.*, 69, p. 311.
- Wang Y., Tsotsis T.T., Jessen K. (2015). Competitive Sorption of Methane/Ethane Mixtures on Shale: Measurements and Modeling. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 54, pp. 12187-12195. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02850>
- Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase Behavior. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20, SPE, Richardson, Texas USA.
- Yun J.H., Duren T., Keil F.J., Seaton N.A. (2002). Adsorption of Methane, Ethane and Their Binary Mixtures on MCM-41: Experimental Evaluation of Methods for the Prediction of Adsorption Equilibrium. *Langmuir*, 18, pp. 2693-2701. <https://doi.org/10.1021/la0155855>
- Zendehboudi S., Bahadori A. (2015). Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges. Gulf Professional Publ.

About the Authors

Olga A. Lobanova – Cand. Sci. (Engineering), Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: i-ind@ipng.ru

Manuscript received 19 March 2019;

Accepted 5 December 2019; Published 30 March 2020