



ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМОВ КОМПОЗИЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРАХ

О. А. Лобанова*, И. М. Индрупский

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

The main features of compositional modeling algorithms of modern reservoir flow simulators

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

Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia

ABSTRACT

Modern industrial reservoir flow simulators are integrated software products consisting of several packages. Modeling of gas injection with various compositions, or hydrocarbon recovery from gas-condensate and oil-gas-condensate reservoirs, or thermal recovery methods requires a detailed account for composition of the fluid system. In these cases, compositional (multi-component) flow simulation is used to calculate component distribution between the coexisting phases, the number and the fractions of the phases, together with the flow equations for fluid components. For this purpose, the flow simulator solves the thermodynamic subproblem using basic methods and algorithms analogous to the fluid modeling (PVT modeling) packages. The paper describes the main principles and specific features of implementation of the compositional modeling algorithms in several modern reservoir flow simulators.

Keywords: compositional modeling; multicomponent flow model; reservoir flow simulator; isothermal and non-isothermal compositional modeling.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Трехфазная, трехкомпонентная модель нелетучей или «черной» нефти (black oil) является базовой для гидродинамических симуляторов. С ее помощью в большинстве случаев удовлетворительно описываются стадии первичной (истощение) и вторичной (заводнение) добычи углеводородов.

В случае закачки газов различного состава, разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, термического воздействия требуется более детальный учет компонентного состава углеводородной системы. Для этого используется композиционное (многокомпонентное) моделирование.

Композиционное моделирование является значительно более сложным и ресурсозатратным. Основные причины кратного увеличения времени расчета и требований по памяти – учет отдельных компонентов флюида в потоке на основе индивидуальных уравнений неразрывности (сохранения массы), а также расчет распределения каждого из компонентов между сосуществующими фазами флюида в каждой ячейке сетки на каждом временном вычислительном шаге.

По этой причине выбор композиционной модели должен быть обоснован значительным повышением точности прогнозирования результатов разработки месторождения.

При этом необходимо обращать внимание на то, что наиболее весомые различия результатов применения модели нелетучей нефти black oil и композиционные модели для многокомпонентных смесей проявляются в следующем [1-7]:

- (1) в решении вопроса, находится ли смесь в поровом объеме в однофазном или двухфазном состоянии;
- (2) величине относительных объемов каждой из фаз, если смесь находится в двухфазном состоянии;
- (3) распределении наиболее тяжелых компонентов между паровой и жидкой фазами;
- (4) значениях вязкостей фаз.

На сегодняшний день в большинстве задач распределение компонентов между фазами основывается на принципе локального термодинамического равновесия. Исключение допускается для специальных случаев. Наиболее распространенный физически обоснованный способ моделирования свойств природных углеводородных флюидов – использование кубических трехпараметрических уравнений состояния и эффективных алгоритмов моделирования термодинамического равновесия многокомпонентных систем. С помощью данных методов можно рассчитывать как двухфазное парожидкостное равновесие, так и многофазное равновесие, в том числе при наличии твердой углеводородной фазы или нескольких жидких фаз в системе, включая водную или отдельную фазу при закачке диоксида углерода.

В настоящий момент широкое распространение полу-

*E-mail: lobanova.ipng@hotmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300894>

чили композиционные гидродинамические симуляторы Eclipse 300 и Intersect компании Schlumberger, tNavigator отечественной компании Rock Flow Dynamics, Tempest More компании Roxar и др. Нужно отметить, что данные промышленные симуляторы характеризуются наиболее полным, комплексным подходом к моделированию разработки углеводородных месторождений. Поэтому в них зачастую не предусмотрены (предусмотрены в упрощенном виде) алгоритмы под узкоспециализированные задачи. Для их решения используют другие программные продукты, например, UTCHEM (PetroMehras) для моделирования специальных методов физико-химического воздействия, STARS (CMG) для расчета сложных тепловых и термохимических процессов и т.д.

В данной статье рассмотрены основные принципы построения многокомпонентных моделей фильтрации и отличительные особенности алгоритмов композиционного моделирования, используемых в некоторых распространенных современных гидродинамических симуляторах. Обсуждаются уравнения фильтрации многокомпонентной гидродинамической модели в изотермической и неізотермической постановке и подходы к их численной реализации в существующих гидродинамических симуляторах.

Теоретические основы модели многокомпонентной фильтрации

Рассмотрим основные уравнения многокомпонентной гидродинамической модели в изотермической постановке. Она широко применяется при моделировании различных процессов разработки, не связанных с тепловым воздействием на пласт. Неізотермическое моделирование рассмотрим ниже в отдельном подразделе.

Для описания многокомпонентного изотермического фильтрационного течения вязкого сжимаемого многофазного углеводородного флюида в пористой среде используется система уравнений неразрывности (уравнений сохранения массы). Они имеют следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = -\text{div}(x_c \xi_o U_o + y_c \xi_g U_g) + Q_c, \quad c = 1, \dots, m \quad (1)$$

$$\sum_{c=1}^m N_c = \left(\frac{R_o}{\xi_o} + \frac{R_g}{\xi_g} \right)^{-1} \quad (2)$$

где индексом α обозначены жидкая (o) и паровая (g) фазы смеси; m – общее количество компонентов, присутствующих в смеси; $\xi_\alpha = \xi_\alpha(p_\alpha, N)$ – молярная плотность фазы α ; $x_c = x_c(p_o, N)$ – молярная доля компонента $c = 1, \dots, m$ в жидкой фазе o; $y_c = y_c(p_g, N)$ – молярная доля компонента $c = 1, \dots, m$ в паровой (газовой) фазе g; Q_c – суммарная интенсивность источников/стоков компонента $c = 1, \dots, m$ в фазах (отбор/закачка через скважины); $R_\alpha = R_\alpha(p_\alpha, N)$ – отношение доли смеси компонентов, присутствующих в фазе α , к общему количеству смеси; N_c – молярная плотность компонента c , $c = 1, \dots, m$; ϕ – пористость; $U_\alpha = U_\alpha(p_\alpha, N)$ – скорость фильтрации фазы α (вектор); p_α – давление в фазе α .

Скорость фильтрации фазы U_α находят из закона Дарси [8]:

$$U_\alpha = -\mathbf{k} \frac{k_{ra}}{\mu_\alpha} (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla d) \quad (3)$$

где g – гравитационная постоянная; $k_{ra} = k_{ra}(s_g, s_w)$ – относительная фазовая проницаемость фазы α , зависящая

от водо- и газонасыщенности; $\mathbf{k}(p, x, y, z)$ – тензор абсолютной (эффективной) проницаемости пористой среды; $\mu_\alpha = \mu_\alpha(p_\alpha, N)$ – вязкость фазы α ; $d = d(x, y, z)$ – глубина (ориентированная сверху вниз).

В распространенном случае, когда вода считается инертной фазой, уравнения (1)-(3) объединяются в систему с уравнением неразрывности для воды. Дополнительно учитывается условие нормировки насыщенностей фаз $\sum_{\alpha=o,w,g} S_\alpha = 1$, а также капиллярное давление между нефтью и газом $p_g - p_o = p_{cgo}(s_g, s_w)$ и нефтью и водой $p_o - p_w = p_{cow}(s_g, s_w)$. Отметим, что под нефтью понимается жидкая углеводородная фаза, в т.ч. конденсат в газоконденсатной системе.

Если учитывается обмен компонентами (фазовые равновесия) между водой и углеводородными фазами, то уравнения (1)-(3) обобщаются на трехфазный случай $\alpha = o, w, g$.

В случае нарушения закона Дарси уравнение (2) может заменяться нелинейным законом фильтрации (с предельным градиентом, двухчленным законом Форхгеймера и др.).

Форма записи системы (1)-(2) впервые была опубликована в [9]. Она получила название записи в естественных переменных. Ее основным преимуществом является то, что такой набор главных переменных дает возможность использовать одну и ту же систему уравнений как для композиционной модели, так и для псевдобинарной модели нелетучей нефти black oil. Обозначения совпадают с используемыми в руководстве к симулятору RFD tNavigator [10].

Подставив (3) в (1)-(2), получим m дифференциальных уравнений сохранения массы, по одному для каждого из углеводородных компонентов (1) и одно алгебраическое уравнение нормировки (2). Главными переменными системы (1) являются молярные плотности компонентов N_c и давление p в одной из фаз (обычно нефти). Всего система состоит из $m+1$ уравнений относительно $m+1$ неизвестных. Кроме того, для постановки краевой задачи для системы уравнений (1)-(2) с учетом (3) требуется задать начальные условия. Как правило в качестве начальных условий выбирают состояние гидростатического, капиллярно-гравитационного и композиционно-гравитационного (диффузионно-гравитационного) равновесия. В качестве граничных условий обычно используют условия непротекания на внешних границах.

Помимо уравнений фильтрации (1)-(2), на каждом шаге (итерации) расчета возникает необходимость определения в каждой ячейке числа фаз, на которые разделяется система, их мольных долей и распределения компонентов по фазам. В стандартной реализации композиционной модели предполагается, что система в ячейке находится в состоянии локального термодинамического равновесия, при котором химические потенциалы Гиббса каждого компонента в фазах равны [11, 12]:

$$\mu_{i,L} = \mu_{i,V}, \quad i = 1, \dots, N \quad (4)$$

где i – индекс компонента смеси (ранее c); N – общее число компонентов в смеси (ранее m); μ_i – химический потенциал компонента i ; нижние индексы L и V здесь и далее обозначают соответственно жидкую фазу (нефть, ранее $\alpha = o$) и паровую (газ, $\alpha = g$) фазы.

Уравнение (4) можно также выписать в другой форму-

лировке для летучесть компонента в фазах:

$$\ln f_{i,L} = \ln f_{i,V}, \quad i = 1, \dots, N \quad (5)$$

Летучести компонентов в паровой и жидкой фазах вычисляются, решая уравнения состояния (EOS) и используя соответствующие термодинамические соотношения. Наиболее популярны уравнения состояния Пенга-Робинсона и Соаве-Ридлиха-Квонга. Поскольку уравнения состояния в обобщенном виде представляют из себя полином третьей степени, их точное решение может быть получено аналитически.

Уравнения (5) следует дополнить условиями нормировки. Получим систему алгебраических уравнений для расчета долей и составов равновесных фаз:

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = 0, & i = 1, \dots, N \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, & i = 1, \dots, N \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (6)$$

Решение системы (6) для расчета равновесных мольных долей L и V и составов (мольных концентраций компонентов) y_i и x_i паровой и жидкой фаз называется задачей фазового равновесия. Также используется термин «flash задача». При этом известны общий состав смеси $z_i = N_i / \sum N_i$, давление p и температура T . Для решения flash задачи наиболее распространены метод последовательных приближений, метод Ньютона и их модификации [11, 13].

Современные реализации композиционной модели эффективно интегрируют решение (6) в общую итерационную процедуру нахождения решения дискретизированных уравнений фильтрации на данном шаге. Для этого из решения (6) определяются не только доли и составы фаз, но и их производные по переменным задачи (1)-(2), которые затем учитываются при заполнении матрицы Якоби дискретизированных уравнений фильтрации.

Итерационные процедуры решения системы (6) включают решение уравнения Речфорда-Райса для доли паровой фазы V [12]:

$$F(V) = \sum_{i=1}^N \frac{z_i (K_i - 1)}{V(K_i - 1) + 1} = 0 \quad (7)$$

где коэффициенты распределения (константы равновесия) $K_i = \frac{y_i}{x_i}$. Начальные приближения для K_i вычисляются по корреляции Уилсона

$$K_i = \frac{P_{ci}}{P} \exp \left[5.373(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right] \quad (8)$$

где ω_i – ацентрический фактор, P_{ci} – критическое давление, T_{ci} – критическая температура компонента i .

Альтернативным способом получения начальных приближений для K_i является анализ (тест) стабильности [14], который реализуется перед запуском flash задачи. Если по результатам теста стабильности определяется однофазное состояние, то нет необходимости в решении flash системы. В противном случае из теста стабильности определяются хорошие начальные приближения для K_i , ускоряющие сходимость итераций flash задачи.

Поскольку при гидродинамическом моделировании решение задачи фазового равновесия выполняются на последовательных шагах по времени для изменяющихся термобарических условий, в качестве хорошего начального приближения для K_i вместо (8) часто могут быть исполь-

зованы значения, найденные на прошлом временном шаге для давления и состава в данной ячейке. Некоторые дополнительные методы также могут быть использованы для прогноза ожидаемого фазового состояния, чтобы избежать выполнения теста стабильности в областях, где длительно сохраняется однофазное состояние.

Система уравнений (6) могут быть незначительно модифицирована для учета капиллярного давления (разницы давлений между углеводородными фазами) и некоторых других особенностей влияния пористой среды [11, 15-20]. Для традиционных залежей углеводородов они не вносят существенного вклада в расчет фазового равновесия, но могут играть роль при моделировании нетрадиционных (сверхплотных, сланцевых) коллекторов. В настоящее время соответствующие расширения еще не нашли применения в промышленных симуляторах.

Далее рассмотрим особенности реализации модели многокомпонентной фильтрации в некоторых распространенных коммерческих пакетах гидродинамического моделирования.

Реализация композиционной модели в пакете Eclipse 300

Eclipse 300 [21] компании Schlumberger является одним из наиболее длительно развивающихся и популярных в мире коммерческих композиционных симуляторов. Его востребованность обусловлена широким спектром возможностей моделирования пласта (модели нелетучей нефти (black oil) и композиционная для учета сложных изменений фазового состава при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений, термическая модель для процессов добычи тяжелой нефти, модели физико-химических методов воздействия и др.), большим набором дополнительных опций (моделирование добычи метана из угольных пластов, модель наземной сети сбора и др.), а также высокой стабильностью, скоростью, масштабируемостью вычислений и совместимостью с другими программными платформами.

В Eclipse 300 для моделей нелетучей нефти black oil и неизотермических моделей по умолчанию используется полностью неявная схема аппроксимации. Для композиционных моделей применяется адаптивный неявный метод АИМ.

Размер временного шага и неявные ячейки в АИМ выбираются автоматически исходя из изменений насыщенности и давления. Однако в некоторых случаях, например, при существенном влиянии капиллярного давления, такой способ может привести к неверному выбору. Поэтому в Eclipse 300 доступна опция выбора временного шага и неявных ячеек на основе значения максимально допустимого устойчивого временного шага в явных (по насыщенностям и концентрациям) ячейках. Способ расчета устойчивого временного шага описан в [22]. Эта опция может быть особенно актуальна при методе АИМ, поскольку оптимальный выбор ячеек для использования неявной схемы аппроксимации улучшает сходимость. При верном выборе неявных ячеек и задании устойчивого временного шага для оставшихся явных ячеек можно добиться существенного улучшения производительности и результатов расчетов.

Еще одной особенностью алгоритмов многокомпонентной фильтрации в пакете Eclipse 300 является специ-

фика реализации численной схемы IMPES [21] – неявной по давлению, явной по насыщенностям и концентрациям. Наиболее часто неустойчивость при использовании схемы IMPES возникает, когда фаза достигает критической насыщенности и становится подвижной. На рисунке показано, что вода перетекает из ячейки А в ячейку Б. Доля (насыщенность) воды в момент времени t показана темно-серым цветом. Насыщенность в ячейке Б в момент времени t ниже критической водонасыщенности S_{wcr} , поэтому вода не может вытекать из ячейки Б. За временной шаг d_t уровень водонасыщенности в ячейке Б может стать значительно выше S_{wcr} и выше водонасыщенности в ячейке А. На следующем временном шаге вода может начать интенсивно перетекать в ячейку А так, что насыщенность в ячейке Б снова упадет ниже S_{wcr} , и вода станет неподвижна на следующем временном шаге. При использовании схемы IMPES насыщенности ячеек начнут колебаться вокруг их критических значений. Такой ситуации не возникает при использовании полностью неявной схемы, поскольку при достижении водонасыщенности $S_w > S_{wcr}$ сразу возникает переток из ячейки Б.

Такой тип неустойчивости приводит к ограничению использования схемы IMPES. В некоторых других симуляторах данная проблема решается автоматическим ремасштабированием кривых ОФП на равномерные интервалы насыщенности. Однако в симуляторе Eclipse 300 эта процедура не реализована по следующим причинам:

- пользователю может потребоваться, чтобы входные данные были точно обработаны симулятором;
- поиск по таблицам, вопреки распространенному мнению, одинаково эффективен любым методом.

В случае возникновения проблемы с подобным видом неустойчивости в пакете Eclipse пользователю предоставлена возможность самостоятельно выбрать путь ее решения. В частности, негативное влияние резких изменений ОФП эффективно устраняется с помощью полностью неявного метода. Также пользователь имеет возможность ввести «плавные» кривые относительных проницаемостей.

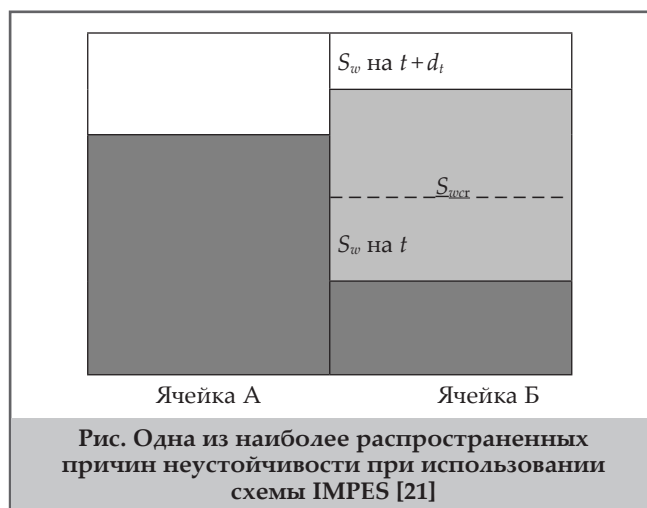
В остальном моделирование многокомпонентной фильтрации углеводородов в пакете Eclipse 300 основано на стандартной реализации решения рассмотренной выше системы уравнений, описывающих баланс массы, закон Дарси и принцип термодинамического равновесия.

В целом можно сказать, что гидродинамический симулятор Eclipse является, в некоторой степени, базовым ориентиром при разработке аналогичных программных продуктов.

Реализация композиционной модели в пакете tNavigator

Российский симулятор tNavigator разрабатывается компанией Rock Flow Dynamics [10]. В tNavigator доступна стандартная трехфазная трехкомпонентная изотермическая модель нелетучей нефти black oil наравне с композиционной моделью в формулировке (1)-(2). При этом модель не обязательно содержит все три фазы. Кроме того, существует возможность моделирования растворителя (сольвента) в качестве четвертой фазы.

В общем случае для решения в пакете tNavigator по умолчанию используется полностью неявная аппроксимация уравнений фильтрации (Fully Implicit). В этом



случае составляется система нелинейных уравнений относительно как давления, так и молярных плотностей компонентов. Все коэффициенты в уравнениях рассчитываются на основе текущих значений неизвестных. Решение системы осуществляется с помощью стандартного метода Ньютона. Временной шаг выбирается автоматически для достижения условия сходимости метода. Для композиционных моделей по умолчанию используется адаптивный неявный метод (AIM).

Существенной отличительной особенностью пакета гидродинамического моделирования tNavigator от других симуляторов является возможность использования не только модели фазовых превращений, основанной на равновесных предположениях (6), но и неравновесной модели.

Неравновесными называются процессы, если их характерное время протекания сопоставимо или больше характерного времени изменения внешних условий. При фазовых переходах в углеводородных системах образование новой фазы – выделение растворенного газа из нефтяной фазы или конденсация жидких углеводородов из газовой фазы – происходит во всем доступном объеме углеводородной смеси. Установление фазового равновесия за счет массопереноса через межфазную границу при этом имеет малые характерные времена, и процесс в целом можно рассматривать как равновесный. Обратный переход в направлении однофазного состояния происходит через сформированную межфазную поверхность и характеризуется замедленной диффузией компонентов. В ряде важных практических ситуаций возникает необходимость учитывать его неравновесность [23]. Влияние неравновесности на результаты моделирования усиливается с ростом размеров сеточных ячеек и уменьшением шагов по времени.

Согласно методу, предложенному в [23], для учета неравновесного характера фазовых переходов вносятся изменения в систему уравнений (5). Вместо равенства химических потенциалов должно выполняться условие релаксации к нулю их разности, которая соответствует постепенному переходу системы в равновесное состояние после резкого изменения внешних условий (давления и общего состава смеси) на данном шаге. Тогда вместо равновесной системы (6) с учетом соотношения (7) итоговая система для расчета неравновесных составов и долей фаз примет вид:

$$\begin{cases} \ln \varphi_{i,L} - \ln \varphi_{i,V} - \ln K_i = \omega_i, & i = 1, \dots, N \\ \sum_{i=1}^N \frac{(K_i - 1)z_i}{1 + (K_i - 1)V} = 0 \end{cases} \quad (9)$$

Здесь $\varphi_{i,L} = \frac{f_{i,L}}{x_i \cdot p}$ и $\varphi_{i,V} = \frac{f_{i,V}}{y_i \cdot p}$ – коэффициенты летучести компонента i в жидкой и паровой фазах, соответственно; $\omega_i = (\ln \varphi_{i,L}^* - \ln \varphi_{i,V}^* - \ln K_i^*)e^{-\alpha \Delta t}$; Δt – шаг по времени; α – параметр модели, представляющий из себя обратную величину характерного времени релаксации. Символ * означает, что соответствующие члены уравнения вычисляются, используя значения K_i с предыдущего временного шага, а общий состав z_i и давление – с текущего шага.

В tNavigator также реализован альтернативный метод DKDT для моделирования термодинамической неравновесности, основанный на релаксации коэффициентов распределения (K -values) K_i [24]. В данном методе вводится максимально допустимое изменение значений K_i за временной шаг, которое можно получить путем дискретизации уравнения релаксации следующего вида:

$$\frac{\partial K_i}{\partial t} = -\alpha(K_i - K_i^*) \quad (10)$$

Здесь K_i соответствуют значениям коэффициентов распределения в равновесном состоянии для текущего давления и общего состава системы. Они определяются путем решения обычной равновесной системы flash (6). Коэффициент α имеет тот же смысл, что и в (9). Его величина задается пользователем.

Полученные из дискретной формы (10) коэффициенты K_i на новом временном шаге используются для вычисления доли газа в парожидкостной системе с помощью уравнения Рэчфорда-Райса (7) и расчета составов фаз из балансовых соотношений.

В рамках композиционной модели с учетом неравновесности важно определять на каждом временном шаге в каждой ячейке, следует ли использовать равновесный или неравновесный алгоритм для определения долей и составов фаз. Как отмечалось, это зависит от направления фазового перехода. В tNavigator возможен выбор одного из нескольких вариантов критерия неравновесности [24].

Как и в других современных промышленных симуляторах, в tNavigator доступны специальные расширения композиционной модели для учета фазовых равновесий углеводородных фаз с водой, многофазного равновесия в системах с CO_2 , многокомпонентной воды и др.

Реализация композиционной модели в пакете Intersect

Описанные выше многокомпонентные гидродинамические симуляторы в своей работе базируются на схожих формулировках фильтрационной и термодинамической подзадач. В этом смысле гидродинамический симулятор Intersect [25] представляет собой принципиально отличающийся программный продукт.

Подход к решению задач многокомпонентной фильтрации гидродинамического пакета Schlumberger Intersect основан на модели, описанной в [26].

Основной особенностью данной модели является то, что она не содержит никаких ограничений на число сосуществующих фаз и наличие имеющихся компонентов в каждой из фаз. То есть позволяет в обобщенном виде записать уравнения фильтрации для компонентов, при-

сутствующих, в том числе, в водной или твердой фазе.

Потенциальное наличие каждого компонента в сосуществующих фазах задается пользователем в виде таблицы напрямую либо генерируется из заданной пользователем флюидальной модели. При этом в геологической модели может существовать несколько регионов с различными свойствами флюидов, однако в гидродинамической модели все они должны описываться одной таблицей фаз-компонентов.

В таблицах 1, 2 показаны примеры задания таблиц фаз-компонентов.

Аналогичные таблицы могут быть составлены для различных задач, в том числе:

- растворение CO_2 и H_2S в воде, а также растворение углеводородных компонентов в водной фазе;
- описание многокомпонентных систем, возникающих при использовании модели нелетучей нефти black oil и необходимости воздействия на пласт полимерами, пенами, ПАВ, газоконденсатом и т.д.; такие системы можно интерпретировать как многофазные многокомпонентные модели;
- моделирование многокомпонентной воды для учета растворенных солей;
- моделирование выпадения асфальтенов, при задании в таблице фаз-компонентов возможности выпадения «тяжелых» углеводородных компонентов в твердую фазу.

Как и в общем случае, физическими принципами, лежащими в основе данной модели, являются закон сохранения массы, закон фильтрации (Дарси) и принцип термодинамического равновесия для компонентов между фазами. Кроме того, для замыкания системы уравнений используются соотношения для нормировки насыщенных и компонентного состава фаз.

Баланс массы для каждого компонента c в каждой ячейке записывается следующим образом:

$$\frac{V}{\Delta t} \Delta \left[\phi \sum_p^{N_{p,c}} \rho_p S_p x_{cp} \right] + q_c^W - \sum_k^{Faces} T \left[\sum_p^{N_{p,c}} \left[\rho_p \frac{k_{rp}}{\mu_p} x_{cp} (\Delta p - \Delta P_{c,p} - \rho_p g \Delta h) \right] \right] = 0, \quad (11)$$

$c = 1, \dots, N_c$

		Компоненты						
Фазы		C ₁	C ₃	C ₆	C ₁₀	C ₁₅	C ₂₀	H ₂ O
	Нефть	X	X	X	X	X	X	
	Газ	X	X	X	X	X	X	X
	Вода							X

		Компоненты			
Фазы		нефть	газ	H ₂ O	растворитель
	Нефть	X	X		
	Газ	X	X		
	Вода			X	
	Растворитель				X

где $N_{p,c}$ – фазы, в которых может присутствовать компонент c ; N_c – общее число компонентов в системе; V – объем ячейки сетки; $Faces$ – грани ячейки; $P_{c,p}$ – капиллярное давление между базовой фазой и фазой p ; ϕ – пористость; T_k – проводимость грани k рассматриваемой ячейки; S_p – насыщенность фазы p ; x_{cp} – мольная доля компонента c в фазе p ; ρ_p – мольная плотность фазы p ; μ_p – вязкость фазы p ; k_{rp} – ОФП фазы p ; Δq_c^w – интенсивность источников/стоков (связанных со скважинами) для компонента c , Δt – размер шага по времени, Δp , Δh – перепад давления и глубин между центрами контактирующих ячеек.

Уравнение баланса массы (11) предполагает, что накопление компонента в ячейке и его добыча из ячейки/закачка в ячейку должны быть скомпенсированы потоком компонента между данной и соседними ячейками, или в компактной форме:

$$\frac{\partial M_i^j}{\partial t} + \sum_k F_i^{jk} + \sum_w Q_i^{jw} = 0, \quad \forall i, j \quad (12)$$

где $\frac{\partial M_i^j}{\partial t}$ – скорость изменения числа молей компонента i в ячейке j ; $\sum_k F_i^{jk}$ – сумма входящих потоков компонента i в ячейку j из соседних ячеек k ; $\sum_w Q_i^{jw}$ – сумма потоков компонента i в ячейку j из внешних источников или стоков (скважин, водоносных горизонтов) w .

Если компонент присутствует более чем в 1 фазе, для него должно выполняться условие термодинамического равновесия. Многокомпонентная модель [26], применяемая в пакете Intersect, не содержит ограничений на число сосуществующих фаз. Поэтому условие термодинамического равновесия для компонента, присутствующего в фазах α и β , а именно, равенство летучестей, необходимо выписать в общем виде:

$$f_{\alpha,i} = f_{\beta,i} \quad \text{if } (i \in \alpha) \& (i \in \beta) \quad \forall i, \alpha, \beta \quad (13)$$

где $f_{\alpha,i}$, $f_{\beta,i}$ – летучести компонента i в фазах α и β соответственно.

Для компонента, присутствующего в n фазах, необходимо выписать $n-1$ условий фазового равновесия. Т.е. для углеводородной смеси, в которой каждый компонент присутствует в каждой фазе, получим $N_c \cdot (N_p - 1)$ уравнений, где N_c – число компонентов, N_p – число фаз.

Условия на нормировку насыщенностей и мольных долей компонентов по определению:

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1 \quad (14)$$

$$\sum_i x_{\alpha,i} = 1, \quad \forall \alpha \quad (15)$$

Таким образом, общее число уравнений (в случае если все компоненты присутствуют во всех фазах) составит: N_c уравнений материального баланса, $N_c \cdot (N_p - 1)$ уравнений фазовых равновесий, одно уравнение нормировки насыщенностей и N_p уравнений нормировки мольных долей. Всего $N_c \cdot N_p + N_p + 1$ уравнений. Общее число неизвестных составит: 1 давление, $N_c \cdot N_p$ мольных долей компонентов в каждой фазе, N_p насыщенностей. Всего $N_c \cdot N_p + N_p + 1$.

В случае если какой-то компонент отсутствует в одной из фаз, для него на единицу сокращается число уравнений фазового равновесия, а также он не входит в число неизвестных мольных долей в выбранной фазе. Таким образом, число неизвестных снова будет равно числу уравнений.

Соотношения для нормировки насыщенностей и мольных долей фаз являются линейными уравнениями.

В реализации Intersect при построении матрицы Якоби из обоих соотношений автоматически исключаются по одной насыщенности и одной из мольных долей для каждой фазы. Поэтому полученная система включает только нелинейные уравнения. Такое исключение необходимо для повышения производительности. Тем не менее, данный подход не может конкурировать с общепринятым подходом к гидродинамическому моделированию поведения углеводородных смесей, соответствующих моделям нелетучей нефти black oil, поскольку затраты производительности на построение уравнений с дополнительной неизвестной насыщенностью слишком высоки.

Для решения системы может использоваться полностью неявная разностная схема (Fully Implicit), схема явная по давлению и неявная по насыщенности и мольным долям (IMPES/IMPEM) и схема явная по давлению и насыщенности и неявная по мольным долям (IMPSAT) [27]. В различных ячейках могут использоваться различные разностные схемы, т.е. применяется адаптивный неявный метод (AIM). Получаемая в итоге система нелинейных уравнений сводится к минимальной степени свободы (N_c – для ячеек с полностью неявной схемой, 1 – для ячеек со схемой IMPES/IMPEM).

В пакете Intersect реализован обобщенный метод задания фаз-компонентов, описанный выше, совместно с методом решения AIM. Численная реализация при этом не зависит от выбранной многокомпонентной модели. Это может быть как полностью неявная модель black oil, так и многокомпонентная модель AIM. При этом решающее значение имеет эффективность реализации, а именно расход памяти и скорость вычислений по сравнению с традиционными подходами к гидродинамическому моделированию.

Основные отличия обобщенной модели Intersect от традиционного способа задания исходных параметров многокомпонентных моделей следующие:

1. При использовании традиционного подхода заранее известно, что углеводородные компоненты находятся только в фазах «нефть» и «газ», а компонент «вода» – только в водной фазе. В реализации Intersect каждый компонент идентифицируется только индексом и потенциально может находиться в любой фазе. Поэтому при гидродинамическом расчете в программном коде необходимо реализовывать постоянное обращение к таблице фаз-компонентов для того, чтобы решить, необходимо ли выполнять расчет межфазовых равновесий или нет.

2. Для заранее заданных нефтяной, газовой и водной фаз заранее известны их свойства. Например, относительная проницаемость по воде зависит только от водонасыщенности, капиллярное давление на границе нефти и воды – функция водонасыщенности, и т.д. Поскольку в пакете Intersect каждая фаза идентифицируется только ее индексом, встроенная информация о зависимостях свойств не может использоваться. Вместо нее необходима общая система «переменная-зависимость», которая используется во всех вычислениях, как для расчета потоков, так и межфазных равновесий.

3. В традиционной реализации соотношения фазовых равновесий для моделей нелетучей нефти и многокомпонентной модели записывают только для нефтяной и газовой фаз. В обобщенной реализации необходимость рассчитывать равновесные соотношения между любыми

двумя фазами и набор составляющих их компонентов выявляется динамически из таблицы фаз-компонентов. Кроме того, различные ячейки могут иметь различные пары уравнений фазовых равновесий в зависимости от наличия фаз в выбранной ячейке.

Указанные отличия усложняют программный код, повышают затраты памяти и времени. В то же время, в стандартных симуляторах часть программного кода пишется для нефтяной фазы, затем она дублируется для газовой фазы и в несколько упрощенном виде для водяной. В обобщенной реализации Intersect требуется только один код для всех фаз, что уменьшает вероятность ошибок. Кроме того, такая реализация значительно облегчает изменения программного кода при необходимости использования новых моделей в будущем. При этом грамотная реализация позволяет значительно сократить дополнительные затраты памяти и снизить временные затраты.

Особенности неизоэтермических многокомпонентных моделей

Термальные (неизоэтермические) модели фильтрации используются при расчете различных процессов разработки месторождений, протекающих с изменением температуры в пласте. В большинстве случаев необходимость использования неизоэтермических моделей связана с применением термических (тепловых) и термохимических методов повышения нефтеотдачи (МУН).

Термические МУН обычно используются при разработке месторождений, содержащих тяжелые нефти, которые характеризуются высокой вязкостью при пластовой температуре. При повышении температуры вязкость нефти снижается – кратность снижения может достигать 2-3 порядков. Одновременно снижается остаточная нефтенасыщенность, увеличивается коэффициент вытеснения. Тяжелые нефти также обычно характеризуются неньютоновским поведением – наличием предельного градиента сдвига, величина которого также кратно снижается с ростом температуры.

МУН, требующие применения термических моделей, включают следующие:

- закачка горячей воды;
- закачка пара по различным схемам, включая паротепловые обработки скважин, термогравитационное дренирование (SAGD), в т.ч. с добавлением растворителей;
- использование скважинных нагревателей;
- закачка воздуха (внутрипластовое горение, термогазовый метод), инициирующая химические реакции с разогревом пласта;
- и др.

Также термические модели могут использоваться для оценки влияния закачки воды с температурой ниже пластовой на процессы в пористой среде, в т.ч. выпадение парафинов, асфальтенов, гидратообразование.

Большинство симуляторов реализуют термические модели в многокомпонентной постановке. Однако, например, Eclipse и tNavigator дополнительно предлагают температурное расширение модели нелетучей нефти (black oil), описывающее тепловые процессы с некоторыми ограничениями и приближениями [10, 21]. Его использование рекомендуется только для проведения оперативных оценочных расчетов в случае наличия готовой изотермиче-

ской black oil модели. Более корректный аналог – задание псевдобинарной флюидальной модели в рамках полной термической постановки, с полноценным учетом тепловых эффектов и фазовых переходов. Однако псевдобинарная постановка часто бывает недостаточной для описания фазовых переходов при тепловом воздействии.

Основные уравнения неизоэтермической многокомпонентной модели аналогичны уравнениям изотермической многокомпонентной модели. В то же время имеется несколько важных отличий:

- записывается и решается дополнительное уравнение сохранения энергии (теплого баланса), котором температура является новой независимой переменной;
- свойства пласта и флюидов зависят от температуры;
- необходимо учитывать присутствие водного компонента в газовой фазе в виде пара;
- для многих процессов требуется учет твердых компонентов и связанные с ними фазовые переходы (выпадение парафинов, асфальтенов, образование кокса);
- в отличие от фильтрации, необходимо учитывается теплообмен не только в пределах коллектора, но и с неколекторами (неактивными ячейками модели), а также выше- и нижележащими породами;
- в большинстве реализаций используется упрощенный подход к расчету фазовых превращений – на основе коэффициентов распределения (K-values), а не уравнений состояния.

Уравнение теплового баланса (в обозначениях симулятора Intersect) имеет следующий вид [25]:

$$\frac{V}{\Delta t} \Delta \left[\phi \sum_p^{N_p} (\rho_p S_p U_p) + (1 - \phi) C_{pr} (T - T_{ref}) \right] + \sum_p^{N_p} (H_p q_p^w) - \sum_k^{Faces} \left[\left[(1 - \phi) T_r + \sum_p^{N_p} S_p T_p \right] \Delta T + \right. \quad (16)$$

$$\left. + T_k \sum_p^{N_p} \left[H_p \rho_p \frac{k_{rp}}{\mu_p} (\Delta p - \Delta P c_p - \rho_p g \Delta h) \right] \right] = 0$$

где N_p – общее число фаз в системе; U_p – внутренняя энергия фазы p ; H_p – мольная энтальпия фазы p ; T_r – теплопроводность породы; T_p – теплопроводность фазы p ; T – температура; T_{ref} – исходная температура пласта (включая интервалы неколектора); C_{pr} – теплоемкость породы.

Остальные обозначения аналогичны уравнению (11).

Мольная энтальпия фазы p рассчитывается по аддитивному принципу:

$$H_p = \sum_c^{N_c} x_{c,p} H_{c,p} \quad (17)$$

где $x_{c,p}$ – мольная доля компонента c в фазе p ; $H_{c,p}$ – мольная энтальпия компонента c в фазе p .

Энтальпия компонента c в паровой (газовой) фазе не равна его энтальпии в жидкой фазе:

$$HV_c = H_{c,g} - (H_{c,w} + H_{c,o}) \quad (18)$$

где HV_c – энтальпия фазового перехода компонента c из жидкой фазы в паровую (энтальпия испарения). Индексами g, w, o обозначены паровая, водная и жидкая фазы, соответственно.

Очевидно, что для решения необходимо задать только два из трех наборов данных $H_{c,o}$ (или $H_{c,w}$), $H_{c,g}$, HV_c . Для каждого компонента только одно из двух значений $H_{c,o}$

или $H_{c,w}$ отлично от 0, поскольку обычно считается, что нет компонентов, одновременно присутствующих в водяной и нефтяной фазах. Энтальпии компонентов в фазах рассчитываются через заданные величины теплоемкостей.

В практических реализациях неизоэтермических моделей не используются уравнения состояния для определения долей, составов и термодинамических свойств равновесных фаз. Причина в слишком высоких вычислительных затратах и проблемах обеспечения устойчивости и сходимости численного решения. Вместо этого используются приближенные функциональные зависимости для коэффициентов распределения K_i от давления и температуры, параметры которых задаются для каждого компонента смеси [12]. Для настройки параметров таких зависимостей предварительно проводят расчеты в PVT модуле с использованием уравнения состояния.

При известных K_i доли и составы фаз определяются с помощью уравнения Речфорда-Райса (7) и условий нормировки (материального баланса) концентраций компонента в фазах. Особенностью термальной модели с точки зрения термодинамики является присутствие воды в газовой фазе в виде пара. Поэтому K_i необходимо задавать не только для углеводородных компонентов, но и для воды:

$$x_{H_2O,g} = K_{H_2O} x_{H_2O,w} \quad (19)$$

$$x_{c,g} = K_c x_{c,o}, \quad c = 2, \dots, N_c \quad (20)$$

Термальная многокомпонентная модель фильтрации реализована в тех же коммерческих пакетах моделирования, что и изотермическая: tNavigator, Eclipse, Intersect и др. Наиболее развитые возможности термального и термохимического моделирования, в части учета дополнительных эффектов, предоставляет пакет CMG STARS [28]. Данный симулятор представляет собой специализированный продукт, предназначенный для моделирования тепловых, термохимических и др. специальных процессов, преимущественно связанных с разработкой залежей

высоковязких и сверхвязких нефтей и нетрадиционных углеводородов. Рассмотрение его особенностей выходит за рамки данной статьи.

Реализация термальной модели сопряжена с рядом вычислительных и методических трудностей по сравнению с изотермической моделью. Необходимо решать дополнительное уравнение сохранения энергии в каждом блоке. Добавляются существенные нелинейности, связанные с зависимостью свойств флюидов и породы от температуры, а также перекрестных зависимостей от давления и температуры. Для адекватного описания многих реальных процессов требуется учет дополнительных факторов, возникающих при термальном воздействии: разбухание глин при контакте с конденсирующимся паром, потери тепла в стволах скважин, изменение состава остаточной нефти из-за неравномерного испарения компонентов, и др. Совокупность дополнительно учитываемых эффектов может приводить к существенному увеличению вычислительных мощностей и необходимому объему памяти, а также к проблемам задания, согласования и настройки исходных данных.

Для достижения баланса между точностью и вычислительной эффективностью количество углеводородных компонентов в термических моделях обычно приходится ограничивать сильнее, чем в изотермическом композиционном моделировании. Размерность сеточной модели также зачастую приходится уменьшать или за счет разрешающей способности (укрупнения ячеек сетки), или за счет ограничения моделируемой области (отдельный сектор вместо залежи в целом). При этом серьезную методическую и вычислительную проблему представляет корректный перенос нелинейных параметров, зависящих от температуры, с мелкой на укрупненную сетку.

Таким образом, потребность в высокопроизводительных вычислениях для термальных моделей стоит даже более остро, чем для изотермических моделей многокомпонентной фильтрации.

Выводы

В статье рассмотрены теоретические основы записи и решения основных уравнений многокомпонентной гидродинамической модели в изотермической и неизоэтермической постановке. Отдельно отмечены различия в формулировке подзадачи для определения долей, составов и термодинамических свойств сосуществующих фаз.

Описаны особенности реализации многокомпонентной фильтрационной модели в популярных современных промышленных симуляторах Eclipse (Schlumberger), tNavigator (RFD) и Intersect (Schlumberger). Подробно рассмотрены их основные отличия, включающие в себя как возможности моделирования отдельных процессов (например, модель неравновесных фазовых превращений в tNavigator, особенности использования численной схемы IMPES в Eclipse), так и использование принципиально иной формулировки многокомпонентной модели (Intersect). Она позволяет в обобщенном виде записать уравнения фильтрации для компонентов, потенциально присутствующих в любой из углеводородных, а также в водной и твердой фазе.

Обсуждается специфика неизоэтермической многокомпонентной модели. Она связана с нелинейным характером зависимостей свойств флюидов и породы от температуры и их перекрестных зависимостей от давления и температуры, включением в систему дополнительного уравнения сохранения энергии в каждом блоке, а также необходимостью учета большого числа дополнительных процессов и факторов, возникающих при тепловом воздействии на пласт (теплоемкость и теплопроводность, теплота фазовых переходов, теплопотери, разбухание глин и т.д.).

Статья подготовлена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема 122022800272-4 «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях»)

Литература

1. Mydland, S., Whitson, C. H., Carlsen, M. L., et al. (2020). Black-oil and compositional reservoir simulation of gas-based EOR in tight unconventional. URTEC 2765. In: *Unconventional Resources Technology Conference*.
2. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
3. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.
4. Абдуллаев, В. Дж., Гамзаев, Х. М. (2022). Численный метод определения коэффициента гидравлического сопротивления двухфазного потока в газлифтной скважине. *SOCAR Proceedings*, 1, 56-60.
5. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Дышин, О. А. (2013). Статистическое моделирование жизненного цикла разработки нефтяного месторождения. *Нефтепромысловое дело*, 5, 10-18.
6. Курбанбаев, М. И., Дышин, О. А., Келдибаева, С. С., Мамедбейли, Т.Э. (2013). Анализ состояния разработки 13 горизонта месторождения «Узень» на основе статистического моделирования жизненного цикла. *SOCAR Proceedings*, 3, 41-44.
7. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Дышин, О. А., Келдибаева, С. С. (2021). Статистическое моделирование жизненного цикла разработки нефтяного месторождения. *Scientific Petroleum*, 2, 42-51.
8. Darcy, H. (1856). *Les fontaines publiques de la ville de dijon*. Paris: Victor Dalmont.
9. Coats, K., Thomas, L., Pierson, R. (1998). Compositional and black oil reservoir simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(04), 372-379.
10. RFD tNavigator User Manual. Version 22.4
11. Брусиловский, А. И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. *Москва: Грааль*.
12. Whitson, C. H., Brule, M. R. (2000). Phase behavior. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20. Richardson, Texas USA: *Society of Petroleum Engineers*.
13. Michelsen, M. L. (1982). The isothermal flash problem. Part II. Phase-split calculation. *Fluid Phase Equilibria*, 9, 21-40.
14. Michelsen, M. L. (1982). The isothermal flash problem. Part I. Stability. *Fluid Phase Equilibria*, 9, 1-19.
15. Dong, X., Liu, H., Hou, J., et al. (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), 798-811.
16. Sandoval, D., Yan, W., Michelsen, M., Stenby, E. (2016, August). Model comparison for high-pressure adsorption in shale and its influence on phase equilibria. In: *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.
17. 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), 2819-2833.
18. Лобанова, О. А., Индрупский, И. М. (2020). Моделирование влияния динамической адсорбции на фазовое поведение углеводородов в сланцевых и плотных коллекторах. *Георесурсы* 22(1), 13-21.
19. Сулейманов, Б. А., Фейзуллаев, Х. А. (2023). Моделирование изоляции водопритоков при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластах. *SOCAR Proceedings*, 1, 43-50.
20. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. *Applied and Computational Mathematics*, 18(3), 261-271.
21. (2021). Schlumberger ECLIPSE Technical Description. Version 2021.2
22. Coats, K. H. (2001). IMPES stability: The stable step. SPE-69225-MS. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
23. Indrupskiy, I. M., Lobanova, O. A., Zubov, V. R. (2017). Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulation and upscaling. *Computational Geosciences*, 21(5), 1173.
24. Bogachev, K., Zemtsov, S., Milyutin, S., et al. (2019, October). Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations. SPE-196871-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
25. Schlumberger Intersect Technical Description. Version 2021.1
26. Cao, C., Crumpton, P. I., Schrader, M. L. (2009, February). Efficient general formulation approach for modeling complex physics. SPE-119165-MS. In: *the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas*. Society of Petroleum Engineers.
27. Aziz, K., Wong, T. W. (1989) Considerations in the development of multipurpose reservoir simulation models. In: *First and Second Forum on Reservoir Simulation*. Alpbach, Austria.
28. (2016). CMG STARS User Guide. Version 2016.

References

1. Mydland, S., Whitson, C. H., Carlsen, M. L., et al. (2020). Black-oil and compositional reservoir simulation of gas-based EOR in tight unconventional. URTEC 2765. In: *Unconventional Resources Technology Conference*.
2. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
3. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS*.
4. Abdullayev, V. J., Gamzaev, Kh. M. (2022). Numerical method for determining the coefficient of hydraulic resistance two-phase flow in a gas lift well. *SOCAR Proceedings*, 1, 56-60.
5. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A. (2013). Statistical modeling of operational lifetime of an oil field

development. *Oilfield Engineering*, 5, 10-18.

6. Kurbanbayev, M. I., Dyshin, O. A., Keldibayeva, S. S., Mamedbeyli, T.E. (2013). The analysis of a state development 13-th horizon, «Uzen» field, on the basis of statistical modelling of life cycle. *SOCAR Proceedings*, 3, 41-44.
7. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Keldibayeva, S.S. (2021). Statistical modeling of oil reservoir life cycle. *Scientific Petroleum*, 2, 42-51.
8. Darcy, H. (1856). *Les fontaines publiques de la ville de dijon*. Paris: Victor Dalmont.
9. Coats, K., Thomas, L., Pierson, R. (1998). Compositional and black oil reservoir simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(04), 372-379.
10. RFD tNavigator User Manual. Version 22.4
11. Brusilovsky, A. I. (2002). Phase transformations in oil and gas field development. Moscow: Graal.
12. Whitson, C. H., Brule, M. R. (2000). Phase behavior. SPE Monograph (Henry L. Doherty) Series, Vol. 20. Richardson, Texas USA: Society of Petroleum Engineers.
13. Michelsen, M. L. (1982). The isothermal flash problem. Part II. Phase-split calculation. *Fluid Phase Equilibria*, 9, 21-40.
14. Michelsen, M. L. (1982). The isothermal flash problem. Part I. Stability. *Fluid Phase Equilibria*, 9, 1-19.
15. Dong, X., Liu, H., Hou, J., et al. (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), 798-811.
16. Sandoval, D., Yan, W., Michelsen, M., Stenby, E. (2016, August). Model comparison for high-pressure adsorption in shale and its influence on phase equilibria. In: *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*.
17. 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), 2819-2833.
18. Lobanova, O. A., Indrupskiy, I. M. (2020). Modeling the effect of dynamic adsorption on the phase behavior of hydrocarbons in shale and tight reservoirs. *Georesources*, 22(1), 13-21.)
19. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A. (2023) Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous layered oil reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 1, 43-50.
20. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. *Applied and Computational Mathematics*, 18(3), 261-271.
21. (2021). Schlumberger ECLIPSE Technical Description. Version 2021.2
22. Coats, K. H. (2001). IMPES stability: The stable step. SPE-69225-MS. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
23. Indrupskiy, I. M., Lobanova, O. A., Zubov, V. R. (2017). Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulation and upscaling. *Computational Geosciences*, 21(5), 1173.
24. Bogachev, K., Zemtsov, S., Milyutin, S., et al. (2019, October). Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations. SPE-196871-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
25. Schlumberger Intersect Technical Description. Version 2021.1
26. Cao, C., Crumpton, P. I., Schrader, M. L. (2009, February). Efficient general formulation approach for modeling complex physics. SPE-119165-MS. In: the *SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas*. Society of Petroleum Engineers.
27. Aziz, K., Wong, T. W. (1989) Considerations in the development of multipurpose reservoir simulation models. In: *First and Second Forum on Reservoir Simulation*. Alpbach, Austria.
28. (2016). CMG STARS User Guide. Version 2016.

Особенности реализации алгоритмов композиционного моделирования в современных гидродинамических симуляторах

О. А. Лобанова, И. М. Индрунский

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Реферат

Современные промышленные гидродинамические симуляторы представляют собой интегрированные программные продукты, состоящие из нескольких отдельных модулей. При моделировании закачки газов различного состава, разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, термического воздействия требуется детальный учет компонентного состава флюидальной системы. Для этого используется композиционное (многокомпонентное) моделирование, дополняющее решение уравнений фильтрации для компонентов определением на каждом шаге и в каждом сеточном блоке распределения компонентов между сосуществующими фазами, а также количества и долей этих фаз. Для этого гидродинамический симулятор использует решение термодинамической подзадачи, аналогичной по основным методам и алгоритмам модулю построения и настройки флюидальной модели (PVT-модели). В статье рассмотрены основные принципы и отличительные особенности реализации алгоритмов композиционного моделирования в некоторых распространенных современных гидродинамических симуляторах.

Ключевые слова: композиционное моделирование; многокомпонентная фильтрация; гидродинамический симулятор; изотермическая и неизотермическая композиционная модель.

Müasir hidrodinamiki simulyatorlarda kompozisiya modelləşdirmə alqoritmlərinin həyata keçirilmə xüsusiyyətləri

O. A. Lobanova, İ. M. İndrupskiy

Rusiya Elmlər Akademiyasının Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Müasir sənaye hidrodinamiki simulyatorlar bir neçə ayrı-ayrı moduldan ibarət inteqrasiya olunmuş proqram məhsullarıdır. Müxtəlif tərkibli qazların vurulması, qaz kondensat və neft-qaz-kondensat yataqlarının işlənməsi və termiki təsir effektlərinin modelləşdirilməsi zamanı flüid sisteminin komponent tərkibinin hərtərəfli hesablanması tələb olunur. Bu məqsədlə hər bir addımda və hər bir şəbəkə blokunda komponentlərin birgə mövcud fazalar arasında paylanması, həmçinin bu fazaların sayını və paylarını təyin etməklə komponentlər üçün süzülmə tənliklərinin həllini tamamlayan kompozisiya (çoxkomponentli) modelləşdirməsindən istifadə olunur. Bunun üçün hidrodinamiki simulyator, əsas metod və alqoritmlərinə görə flüid modelinin (PVT modeli) qurulması və tənzimlənməsi modulunun analoqu olan termodinamik alt tapşırığın həllini istifadə edir. Məqalədə bəzi geniş yayılmış müasir hidrodinamiki simulyatorlarda kompozisiya modelləşdirmə alqoritmlərinin həyata keçirilməsinin əsas prinsipləri və fərqli xüsusiyyətləri müzakirə olunur.

Açar sözlər: kompozisiya modelləşdirməsi; çoxkomponentli süzülmə; hidrodinamiki simulyator; izotermik və qeyri-izotermik kompozisiya modeli.