

УДК 622.276.031:532.529.5

Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский

Новый инженерный метод создания и адаптации *PVT*-модели природной газоконденсатной смеси

Ключевые слова:

PVT-модель,
CVD-тест,
уравнение
состояния,
газоконденсатная
смесь.

Keywords:

PVT-model,
CVD,
equation of state,
gas condensate
mixture.

В настоящее время проектирование и мониторинг разработки практически любых углеводородных залежей сопровождаются построением гидродинамических моделей. Одним из важных этапов формирования гидродинамической модели является создание *PVT*-модели пластовой углеводородной смеси. В инженерной практике при построении термодинамических моделей природных углеводородных систем наиболее распространена методика, основанная на применении трехпараметрического уравнения состояния Пенга–Робинсона и эффективных алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных систем.

Уравнение состояния имеет большое количество настраиваемых параметров (критические давление и температура, ацентрический фактор фракций группы C_{6+} , шифт-параметр компонент, коэффициенты парного взаимодействия и др.). Поэтому процесс построения адекватной термодинамической модели природных углеводородных систем не является простым и требует понимания и использования фундаментальных положений физической химии.

В работах [1–5] предлагаются алгоритмы построения *PVT*-моделей природных углеводородных систем (как пластовых нефтей, так и газоконденсатных систем) и их настройки на результаты лабораторных исследований. Например, в источниках [3–5] основное внимание уделяется оценке представительности проб, а настройка на результаты лабораторных исследований осуществляется изменением молекулярной массы стабильного конденсата (группы C_{5+}). Однако при этом не сохраняется потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе, а настройка ведется не на все ключевые параметры. В статьях [1, 6, 7] упор делается на методику разбиения группы C_{n+} на псевдокомпоненты различными методами и определение их свойств (критические давление и температура, ацентрический фактор) на основе корреляций, но при этом не акцентируется, какие параметры уравнения состояния настраиваются и каким образом. Следует отметить, что во многих работах методика адаптации термодинамической модели к экспериментальным данным недостаточно конкретизирована, и для ее применения на практике необходимы опыт и творческий подход.

Инженерный поэтапный подход к построению адекватной термодинамической модели пластовой нефти изложен в работе [8]. Авторы разработали алгоритм последовательной адаптации *PVT*-модели к ключевым свойствам пластовой нефти: давлению насыщения, объемному коэффициенту при пластовых условиях, плотности сепарированной нефти, динамической вязкости пластовой нефти.

Для газоконденсатных систем создание подобного метода является еще более сложной задачей вследствие явления ретроградной конденсации и большей чувствительности углеводородной системы к изменению термобарических условий. Наиболее важным параметрам пластового газа, которые необходимо учитывать при проектировании, посвящена работа [9].

В данной статье рассматривается новый инженерный метод создания многокомпонентных *PVT*-моделей природных газоконденсатных смесей. Метод основывается на воспроизведении результатов промысловых измерений и базовых лабораторных термодинамических исследований представительных проб при математическом моделировании с использованием уравнения состояния.

Построение *PVT*-модели

Основой создания *PVT*-модели пластовой газоконденсатной смеси являются данные о компонентном составе и результатах комплекса лабораторных исследований термодинамических и физико-химических свойств пластовой системы и стабильного конденсата, которые приводятся в технических отчетах [10].

При подсчете запасов стабильного конденсата и сухого газа используются данные о *Z*-факторе пластового газа и потенциальном содержании группы C_{5+} в пластовом газе. Также важное значение имеют величина конденсатогазового фактора при промысловых газоконденсатных исследованиях, плотность стабильного конденсата и динамика выпадения насыщенного конденсата при лабораторных исследованиях процесса истощения при постоянном объеме (*constant volume depletion*). Следует отметить, что наиболее важным участком кривой потерь насыщенного конденсата является диапазон от давления начала конденсации до давления забрасывания, которое для газоконденсатных месторождений обычно составляет не ниже 30–40 бар. Отмеченные параметры являются ключевыми при построении адекватной *PVT*-модели природной газоконденсатной системы.

Адаптация термодинамической модели

Для адаптации создаваемой термодинамической модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный метод, заключающийся в последовательной настройке параметров *PVT*-модели на воспроизведение ключевых свойств газоконденсатной смеси.

Опишем порядок идентификации параметров *PVT*-модели.

1. Воспроизводим потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе ($P_{C_{5+}}$, г/м³ сухого газа), уточняя молекулярную массу остатка C_{n+} ($M_{C_{n+}}$). Поскольку

$$P_{C_{5+}} = \frac{\sum_{i=0}^n Z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{0,02404(1 - Z_{C_{5+}})}, \quad (1)$$

молекулярная масса будет однозначно определяться как:

$$M_{C_{n+}} = \frac{0,02404(1 - Z_{C_{5+}})P_{C_{5+}} - \sum_{i=0}^{n-1} Z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{Z_{C_{n+}}}. \quad (2)$$

Здесь $Z_{C_{5+}}$ и $M_{C_{5+i}}$ – мольная доля и молекулярная масса *i*-й фракции группы C_{5+} в пластовом

газе соответственно; N – количество компонент в группе C_{5+} .

Если молекулярная масса последней фракции (C_{n+}) получилась меньше, чем молекулярная масса предпоследней фракции (C_{n-1}), то необходимо сгруппировать фракции C_{n-1} и C_{n+} и вычислить молекулярную массу для объединенной псевдофракции по формуле (2) для настройки на потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе.

2. Если мольная доля остатка (группы C_{n+}) больше 2 %, то остаток разбиваем (используя результаты лабораторных отчетов или математически) таким образом, чтобы мольная доля последней компоненты в разбиении не превышала 1 %.

3. Рассчитываем критическую температуру, критическое давление и ацентрический фактор фракций группы C_{6+} с помощью метода, описанного в работе [11]. Критическую температуру рассчитываем по корреляции Кеслера–Ли, а критическое давление и ацентрический фактор – из системы уравнений, состоящей из уравнения состояния Пенга–Робинсона для стандартных условий и корреляции Эдмистера для ацентрического фактора.

4. Выполняем настройку на кривую потерь насыщенного конденсата, полученную из лабораторного исследования процесса истощения при постоянном объеме. В качестве параметров, с помощью которых будет проведена настройка, выбираем шифт-параметр и критическую температуру группы C_{n+} (если эту группу разбили на какое-то число псевдокомпонент, то можно производить настройку изменением критической температуры и шифт-параметра всех псевдокомпонент), а также коэффициенты парного взаимодействия между метаном и C_{n+} (или всеми псевдокомпонентами разбиения группы C_{n+}). Критическое давление и ацентрический фактор при этом пересчитывают [11].

Наиболее важным отрезком кривой, на который необходимо настроиться, является участок от начала конденсации до давления забрасывания.

Настройку выполняем следующим методом:

а) с помощью шифт-параметра группы C_{n+} (последней фракции) настраиваем плотность стабильного конденсата. Если рассчитанная плотность стабильного конденсата меньше экспериментальной, то увеличиваем значение шифт-параметра;

б) изменением критической температуры фракции C_{n+} настраиваем (желательно использовать графическое представление) количество выпавшего конденсата в диапазоне давлений, при которых идет процесс ретроградной конденсации. Если расчетная кривая оказывается выше экспериментальной, то следует уменьшить критическую температуру группы C_{n+} . И в соответствии с измененной критической температурой пересчитываем критическое давление и ацентрический фактор фракции;

в) с помощью коэффициента парного взаимодействия метана и фракции C_{n+} настраиваем количество выпавшего конденсата вблизи давления начала конденсации (увеличение коэффициента приводит к возрастанию давления начала конденсации).

Все этапы настройки (а–в) выполняем последовательно, итерационно, пока не достигнем желаемой точности настройки на кривую потерь насыщенного конденсата.

Влияние параметров на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата приведено на рис. 1.

5. Опять настраиваем плотность стабильного конденсата изменением шифт-параметра группы C_{n+} (последней фракции). С увеличением значения шифт-параметра плотность стабильного конденсата растет.

6. Расчетную величину конденсатоговора фактора настраиваем с использованием величин шифт-параметра газовых компонент

C_2 – C_4 (этана, пропана, бутанов). Уменьшение их значений ведет к увеличению конденсатоговора фактора. При этом плотность стабильного конденсата будет немного меняться, и ее следует подстраивать использованием шифт-параметра фракции C_{n+} .

7. Настраиваем Z -фактор пластового газа при пластовых условиях изменением шифт-параметра метана. Увеличение шифт-параметра уменьшает Z -фактор и наоборот.

Таким образом, метод позволяет настроиться на следующие ключевые параметры газоконденсатных исследований:

- начальное содержание конденсата в пластовом газе;
- Z -фактор пластового газа;
- конденсатоговорный фактор при газоконденсатных исследованиях;
- плотность стабильного конденсата;
- давление начала ретроградной конденсации;
- результаты исследования на истощение при постоянном объеме.

Пример создания PVT-модели газоконденсатной смеси

Пластовые газоконденсатные смеси по содержанию стабильного конденсата (C_{5+}) подразделяют на следующие группы [12]:

- низкоконденсатные – до 25 г/м³;
- среднеконденсатные – от 25 до 100 г/м³;
- высококонденсатные – от 100 до 500 г/м³;
- уникальноконденсатные – более 500 г/м³.

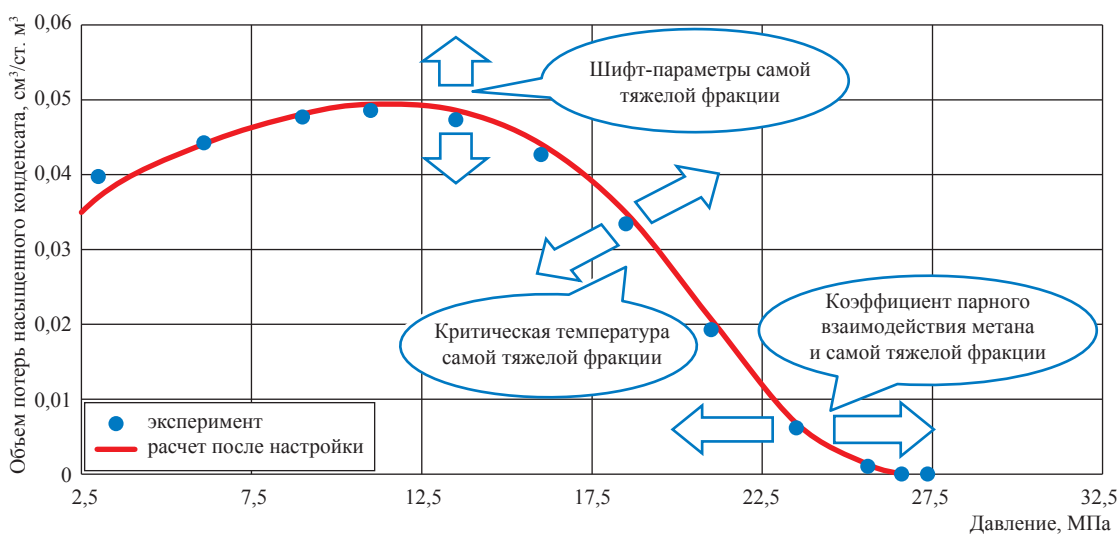


Рис. 1. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата

Для низкоконденсатных залежей газоконденсатные исследования не проводятся, а оценку коэффициента извлечения конденсата осуществляют по корреляциям или графическим зависимостям [10].

С возрастанием потенциального содержания C_{5+} в пластовой газоконденсатной смеси увеличивается доля тяжелых фракций, свойства которых трудно определить. Поэтому при повышении содержания конденсата в пластовой системе возрастают трудности создания адекватной *PVT*-модели.

Рассмотрим применение разработанного метода настройки *PVT*-моделей на примере высококонденсатной смеси с потенциальным содержанием C_{5+} в пластовом газе, равным 231 г/м^3 сухого газа.

Основные свойства газоконденсатной смеси: пластовая температура – $86 \text{ }^\circ\text{C}$; пластовое давление – $27,36 \text{ МПа}$; давление начала конденсации – $26,6 \text{ МПа}$; *Z*-фактор при пластовых условиях – $0,89$; конденсатогазовый фактор – $465 \text{ см}^3/\text{м}^3$; плотность стабильного конденсата – $755,8 \text{ кг/м}^3$; молярная масса стабильного конденсата – 130 г/моль .

В техническом отчете приведен следующий состав пластового газа, % мол.: $\text{N}_2 - 0,734$; $\text{CO}_2 - 0,413$; $\text{C}_1 - 79,745$; $\text{C}_2 - 7,135$; $\text{C}_3 - 4,885$; $i\text{C}_4 - 1,187$; $n\text{C}_4 - 1,165$; $\text{C}_5 - 0,988$; $\text{C}_6 - 0,499$; $\text{C}_7 - 1,152$; $\text{C}_8 - 0,577$; $\text{C}_9 - 0,391$; $\text{C}_{10} - 0,276$; $\text{C}_{11+} - 0,853$. Молярная доля C_{11+} близка к 1% , и на кривой пластовых потерь насыщенного конденсата (рис. 2) выделяется зона вблизи давле-

ния начала конденсации, в которой конденсат выпадает очень плавно. При настройке *PVT*-модели на кривую потерь насыщенного конденсата с приведенным выше компонентным составом не удалось точно настроиться на давление начала конденсации. Его расчетная величина оказалась ниже, чем экспериментальное значение.

В таких случаях для одновременной настройки на давление начала конденсации и кривую потерь насыщенного конденсата необходимо, чтобы молярная доля последней фракции в *PVT*-модели была не более $0,1 \%$. Поэтому математически с помощью метода гамма-распределения Витсона [13, 14] фракция C_{11+} была разбита на пять псевдофракций таким образом, чтобы молярная доля последней фракции оказалась менее $0,1 \%$. После разбиения псевдофракции имели следующие молярные доли, % мол.: $1\text{C}_{11+} - 0,514$; $2\text{C}_{11+} - 0,170$; $3\text{C}_{11+} - 0,104$; $4\text{C}_{11+} - 0,046$; $5\text{C}_{11+} - 0,020$. Свойства псевдофракций были рассчитаны с использованием метода, изложенного в работе [11].

Таким образом, используя предложенный алгоритм, удалось с высокой точностью адаптировать *PVT*-модель к основным свойствам газоконденсатных смесей (погрешность составила менее 1%), в том числе к кривым потерь насыщенного конденсата при исследовании процесса истощения при постоянном объеме (см. рис. 2).

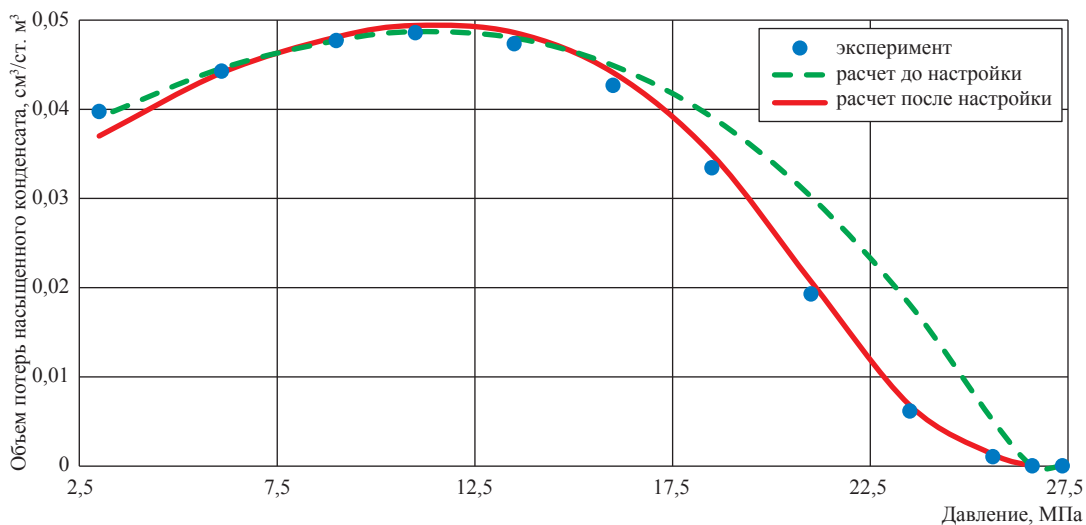


Рис. 2. Кривая потерь насыщенного конденсата по результатам моделирования процесса истощения при постоянном объеме

Формирование зависимостей *PVT*-свойств газоконденсатной смеси от давления для моделирования разработки месторождений

PVT-модели, создаваемые на основе предлагаемого в статье метода, дают надежную информацию о свойствах пластовой углеводородной системы как для гидродинамического моделирования разработки залежей с использованием модели многокомпонентной фильтрации, так и с применением псевдобинарных моделей типа *black oil* с учетом растворимости конденсата в газовой фазе (с опцией *live oil + wet gas*).

Рассмотрим особенности подготовки данных для их дальнейшего использования в гидродинамическом моделировании.

1. Модель многокомпонентной фильтрации

При использовании *PVT*-модели в композиционном моделировании процесса разработки месторождений большое значение имеет количество компонент в модели пластовой смеси, так как от этого зависит скорость расчета процесса разработки. Поэтому перед тем как использовать созданную на основе предлагаемого метода *PVT*-модель, ее нужно модифицировать, сократив количество компонент в смеси посредством группировки. Методы группировки компонент описаны в работах [2, 11].

Приведем несколько рекомендаций по правилам группировки компонент:

- газопые (CO_2 , N_2 , H_2S , $\text{C}_1\text{--C}_4$) и нефтяные (C_5 и тяжелее) компоненты нельзя группировать друг с другом, так как это может по-

влиять на перераспределение парожидкостного равновесия в системе;

- газопые компоненты лучше объединять следующим образом: $\text{N}_2\text{--C}_1$, $\text{CO}_2\text{--H}_2\text{S--C}_2$, $\text{C}_3\text{--C}_4$;
- если планируется закачка газа (например, CO_2), то данный компонент не следует объединять с остальными;
- тяжелые компоненты рекомендуется объединять таким образом, чтобы закономерность распределения мольной доли от молекулярной массы компонент сохранялась. Для более точного моделирования ретроградных процессов вблизи давления начала конденсации несколько последних фракций не следует объединять.

После объединения компонент в псевдокомпоненты рекомендуется проверить, насколько точно модифицированная *PVT*-модель воспроизводит основные свойства газоконденсатной смеси. Если необходимо, то модель уточняется с помощью описанной выше методики.

Покажем возможное объединение компонент смеси для вышеприведенного примера. В результате группировки получен следующий компонентный состав смеси, % мол.: (N_2+C_1) – 80,479; (CO_2+C_2) – 7,548; (C_3+C_4) – 7,237; (C_5+C_6) – 1,487; ($\text{C}_7+\text{C}_8+\text{C}_9+\text{C}_{10}$) – 2,396; ($\text{C}_{11}+\text{C}_{12}+\text{C}_{13}+\text{C}_{14}$) – 0,6122; ($\text{C}_{15}+\text{C}_{16}+\text{C}_{17}$) – 0,1206; C_{18+} – 0,1202 (всего 8 компонент). После объединения компонент свойства смеси изменились незначительно и были адаптированы с помощью предлагаемой в данной статье методики. На рис. 3 показана кривая потерь насыщенного конденсата до и после группировки компонент.

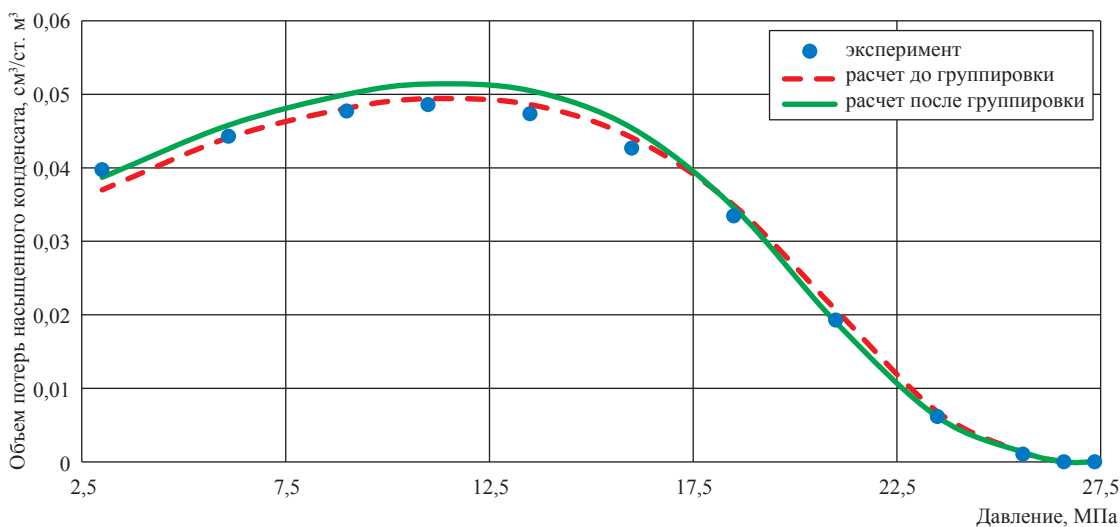


Рис. 3. Кривая потерь насыщенного конденсата, посчитанная в модели до и после группировки компонент

2. Модель типа *black oil* (псевдобинарная модель с учетом растворимости конденсата в газовой фазе)

Адекватная многокомпонентная *PVT*-модель газоконденсатной системы может быть эффективно использована для формирования зависимостей от давления *PVT*-свойств природной углеводородной системы при проектировании процесса разработки месторождений с помощью модели *black oil* с опцией *live oil + wet gas*.

Для создания требуемых зависимостей комплексно используются данные процесса *CVD* при пластовой температуре и схема промышленной сепарации, при которой из газовой фазы в жидкую (конденсат) перейдут практически все фракции группы C_{5+} . Для этого на одной из ступеней сепарации температура должна быть не выше -25 °С. Такой подход позволяет правильно воспроизводить добычу стабильного конденсата.

Получение требуемых зависимостей от давления реализовано в современных компьютерных симуляторах (например, Eclipse, VIP, MORE, PVTsim). Значения свойств газовой и жидкой фаз определяются моделированием ступенчатой сепарации на каждом шаге процесса *CVD* пластовой газоконденсатной смеси.

Для реализации метода требуется использование адекватной многокомпонентной термодинамической модели пластовой газоконденсатной системы изучаемого объекта разработки. Алгоритм создания таких моделей описан выше.

В заключение сделаем следующие выводы.

1. Предложен инженерный метод создания многокомпонентной модели пластовой газоконденсатной смеси, не требующий применения процедуры регрессионного анализа для адекватного описания *PVT*-свойств при использовании уравнений состояния. Основой метода является последовательная идентификация параметров композиционной модели с целью точного воспроизведения основных результатов экспериментальных исследований представительных проб.

2. Созданный метод позволяет согласовать свойства пластовой газоконденсатной системы, используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений.

3. Метод может эффективно использоваться для проектирования разработки месторождений как с применением композиционных моделей, так и типа *black oil* с опцией *live oil + wet gas*.

Список литературы

1. Токарев Д.К. Адаптационная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / Д.К. Токарев, Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский и др. // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 12. – С. 46–53.
2. Брусиловский А.И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей / А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2004. – № 4. – С. 16–19.
3. Щебетов А.В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных / А.В. Щебетов, М.В. Галкин // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 40–44.
4. Aguilar Z.R. An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation / R.Z. Aguilar, W.D. McCain // SPE 77382. – 2002.
5. Schebetov A. Quality check of gas-condensate *PVT* studies and EOS modeling under input data uncertainty / A. Schebetov, A. Rimoldi, M. Piana // SPE 133258. – 2010.
6. Hosein R. Extended analysis for gas condensate systems / R. Hosein, W.D. McCain // SPE reservoir evaluation and engineering. – 2009. – P. 163–166.
7. Joergensen M. Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids / M. Joergensen, E.H. Stenby // SPE 30789. – 1995.
8. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.
9. Whitson C.H. Characterizing hydrocarbon plus fraction / C.H. Whitson // SPE Journal. – 1983. – P. 683–694.

10. Р Газпром 2-3.3-303-2009. Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых и извлекаемых запасов компонентов природного газа, проектирование, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром» / ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2009. – 39 с.
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
12. Пороскун В.И. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов / В.И. Пороскун, Г.А. Габриэлянц, Ю.А. Подтуркин и др. // Информационно-аналитический бюллетень (прил. к журналу «Недропользование XXI век»). – М.: НП НАЭН, 2007. – 40 с.
13. Whitson C.H. Gas condensate *PVT* – What’s really important and why? / C.H. Whitson, O. Fevang, T. Yang // IBC conference «Optimisation of gas condensate fields». – London, 1999.
14. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // Monograph SPE: Henry L. Doherty series. – Texas, 2000. – V. 20.