



В.С. Соколов
канд. техн. наук
Тюменский индустриальный
университет¹
доцент кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»
sokolov.76@bk.ru



Д.А. Киселев
Тюменский государственный
университет²
аспирант кафедры моделирования
физических процессов и систем
kiselev@tniip.ru

А.Ю. Смирнов
ТюменьНИИпроект³
генеральный директор
smimovau@tniip.ru

Моделирование фазового равновесия газоконденсатных систем для месторождений с низкой степенью изученности

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

²Россия, 625046, Тюмень, ул. Монтажников, 11, строение 1

³Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, 6.

Рассмотрен метод расчета фазового равновесия газоконденсатной системы при ограниченном наборе исходных данных. В основу математической модели положены уравнения фазовых концентраций и уравнение состояния Пенга-Робинсона. Показано влияние критических параметров псевдокомпонента на расчет фазового равновесия. Предложена концепция настройки модели пластового флюида на лабораторные данные с помощью изменения критических параметров псевдокомпонента

Ключевые слова: газоконденсатные системы; фазовое равновесие; изученность; псевдокомпонент; критические параметры

Разработка газоконденсатных месторождений требует качественного изучения фазовых превращений, происходящих в пласте. Учет фазовых переходов способствует выбору рациональных решений, обеспечивающих осуществление разработки месторождений с максимальным эффектом. В этой связи большое значение приобретает изучение особенностей газоконденсатных систем, возможность прогнозирования их поведения при различных способах разработки.

Существующие методы термодинамического описания углеводородных систем требуют большого объема входных данных. Основным источником получения этих данных являются комплексные исследования скважин и лабораторные физико-химические исследования пластовых флюидов. Комплекс этих исследований является дорогостоящим. Еще одной особенностью таких исследований является тот факт, что целый ряд из них необходимо проводить на начальной стадии разработки месторождения, т.е. при начальных условиях.

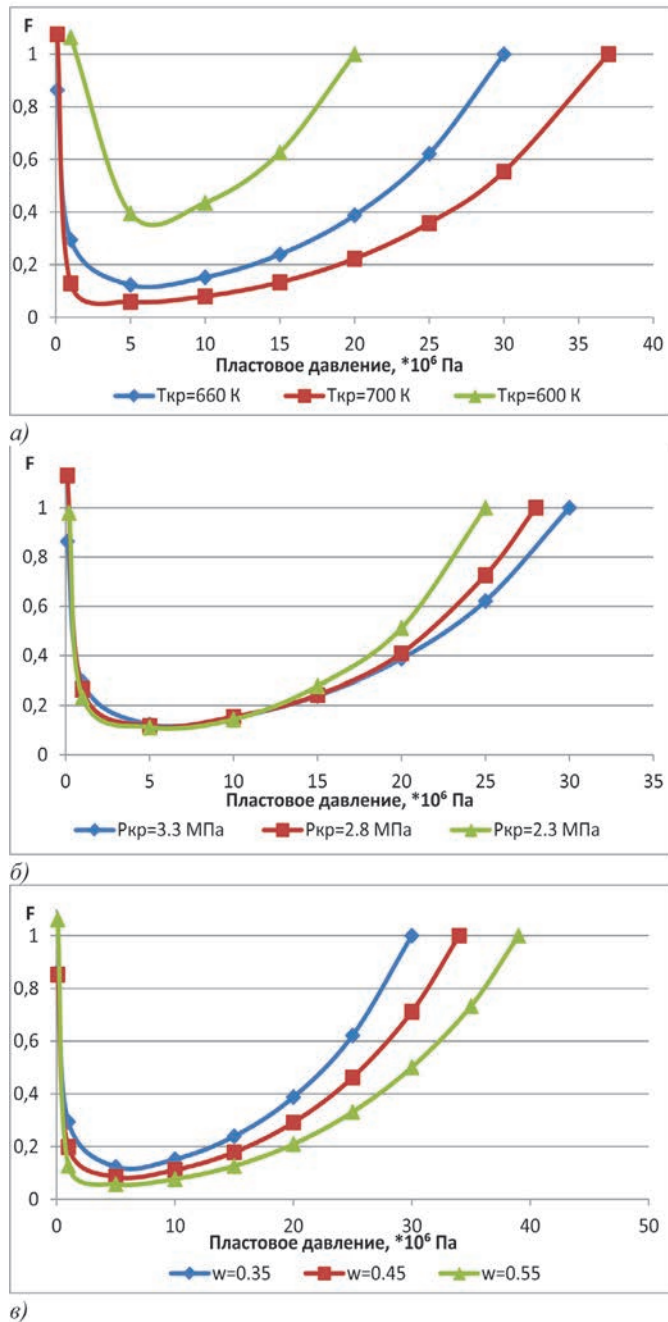


Рис. 1.
Влияние параметра псевдокомпонента C_{5+} на расчет фазового равновесия по пласту М Речного газоконденсатного месторождения: а – критической температуры; б – критического давления; в – ацентрического фактора

На месторождениях с низкой изученностью результаты полного комплекса исследований, необходимые для создания модели пластового флюида, либо отсутствуют, либо имеются в незначительных количествах. В связи с этим возникает актуальная проблема моделирования фазового поведения газоконденсатных систем в условии ограниченного набора входных данных.

В течение многих десятилетий во всем мире проводятся исследования, направленные на развитие методов описания фазового равновесия систем углеводородов. Наиболее распространенным является метод расчета фазового равновесия с использованием уравнения состояния. Он наиболее удобен, т.к. уравнение в компактной аналитической форме содержит максимальную информацию о данной системе.

Расчет фазового равновесия с использованием уравнений состояния основан на строгом применении классических положений термодинамики многокомпонентных систем – равенстве химических потенциалов (летучестей) компонента смеси во всех сосуществующих фазах [1].

К настоящему времени предложено большое число уравнений состояния для описания свойств систем природных углеводородов. В инженерной практике наиболее широкое применение нашли два вида: многокоэффициентные и кубические [2].

Для расчета парожидкостного равновесия будем использовать уравнение Пенга-Робинсона, т.к. оно наиболее точно описывает углеводородные системы [3]:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (1)$$

где p – давление, Па; T – температура, К; V – молярный объем, $\text{м}^3/\text{моль}$; R – универсальная газовая постоянная ($8,31 \text{ Дж}/(\text{моль}\cdot\text{К})$); a и b – коэффициенты уравнения ($\text{Н}\cdot\text{м}^4/\text{моль}^2$, $\text{м}^3/\text{моль}$), которые могут быть выражены через критические параметры вещества и ацентрический фактор.

Для системы газов с компонентным составом, характеризующимся молярными концентрациями z_i , вводятся параметры a_0 и b_0 , которые определяются следующим образом:

$$b_0 = \sum_i z_i b_i$$

$$a_0 = \sum_{i,j} z_i z_j \sqrt{a_i a_j} (1 - c_{ij}), \quad (2)$$

где c_{ij} – коэффициенты бинарного взаимодействия, для каждого уравнения определяются экспериментально. Для индивидуальных углеводородов могут быть найдены из таблиц [4].

Для решения кубического уравнения Пенга-Робинсона можно использовать метод Кардано.

Коэффициентом распределения или константой равновесия i -го компонента углеводо-

Компонент	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	NC ₄ H ₁₀	C ₅₊
Мольная доля, д.ед.	0,037	0,01	0,732	0,097	0,058	0,009	0,008	0,047

Таблица 1.
Состав газа пласта М Речного газоконденсатного месторождения

родной смеси K_i , называют отношение мольной доли этого компонента в паровой фазе y_i к его мольной доле в жидкой фазе x_i [5]:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (3)$$

Чтобы дать количественную оценку распределения углеводородов между жидкой и паровой фазами, рассмотрим один моль углеводородной смеси состава z_i . Пусть он разделится на паровую фазу состава y_i и находящуюся с ней в равновесии жидкую фазу состава x_i . Мольная доля паровой фазы в смеси V , а жидкой L .

Тогда справедливы следующие выражения:

$$x_i = \frac{z_i}{V(K_i - 1) + 1}, \quad (4)$$

$$y_i = \frac{z_i K_i}{V(K_i - 1) + 1}. \quad (5)$$

Эти уравнения называются уравнения фазовых концентраций. Они позволяют определить мольные доли компонентов в паровой и жидкой фазах смеси состава z_i при заданных значениях коэффициентов распределения K_i и известном значении мольной доли паровой фазы V [5].

Для расчета парожидкостного равновесия многокомпонентной системы необходимо решить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} f_{Li} - f_{Vi} = 0 \\ x_i V + y_i L = z_i \\ \sum_i (y_i - x_i) = 0 \\ V + L = 1 \end{cases} \quad (6)$$

Для решения этой системы можно использовать итерационный метод. Более подробное описание расчета фазового равновесия многокомпонентных систем дано в источниках [2, 5].

Пластовую смесь газоконденсатного месторождения можно условно «расчленить» на две составляющие. Первая – группа компонентов C_{5+} (далее C_{5+}), вторая – совокупность компонентов, каждый из которых в чистом виде при стандартных условиях является газом. Она состоит в основном из метана, этана, пропана и бутанов. В значительных коли-

чествах могут присутствовать также диоксид углерода, сероводород, азот [6].

Для характеристики количества растворенных в газоконденсатной смеси углеводородов группы C_{5+} применяют понятие «потенциальное содержание группы C_{5+} ». В предположении, что один моль газоконденсатной смеси при стандартных условиях занимает объем 0,02404 м³, потенциальное содержание C_{5+} рассчитывают по формуле [6]:

$$P_{C_{5+}} = \frac{z_{C_{5+}} \cdot M_{C_{5+}}}{0,02404}, \quad (7)$$

где $P_{C_{5+}}$ – рассчитывается в г/м³ пластового газа; $z_{C_{5+}}$ – мольная доля C_{5+} в составе газоконденсатной смеси, д.ед.; $M_{C_{5+}}$ – молярная масса группы C_{5+} , г/моль.

Поскольку нефтяные и газоконденсатные смеси – это сложнейшие системы, состоящие из большого числа углеводородов различного строения и неуглеводородных компонентов, то в расчетах фазового состояния используют модели пластовых смесей. Обычно в моделях реальными компонентами являются N₂, CO₂, H₂S, CH₄, C₂H₆, C₃H₈, i-C₄H₁₀, n-C₄H₁₀ [7].

Углеводородные компоненты, начиная с пентана (C₅H₁₂), как правило, объединяются

Таблица 2.
Состав пластового газа для моделей 1 и 2 пласта БТ₁₄ Русско-Реченского месторождения

Модель № 1		Модель № 2	
Компонент	Мольная доля, д.ед.	Компонент	Мольная доля, д.ед.
CO ₂	0,000	CO ₂	0,000
N ₂	0,005	N ₂	0,005
CH ₄	0,841	CH ₄	0,841
C ₂ H ₆	0,060	C ₂ H ₆	0,060
C ₃ H ₈	0,033	C ₃ H ₈	0,033
IC ₄ H ₁₀	0,007	IC ₄ H ₁₀	0,007
NC ₄ H ₁₀	0,011	NC ₄ H ₁₀	0,011
IC ₅ H ₁₂	0,004	C ₅₊	0,042
NC ₅ H ₁₂	0,004		
C ₆ H ₁₄	0,005		
C ₇ H ₁₆	0,007		
C ₈ H ₁₈	0,007		
C ₉ H ₂₀	0,004		
C ₁₀ H ₂₂	0,011		

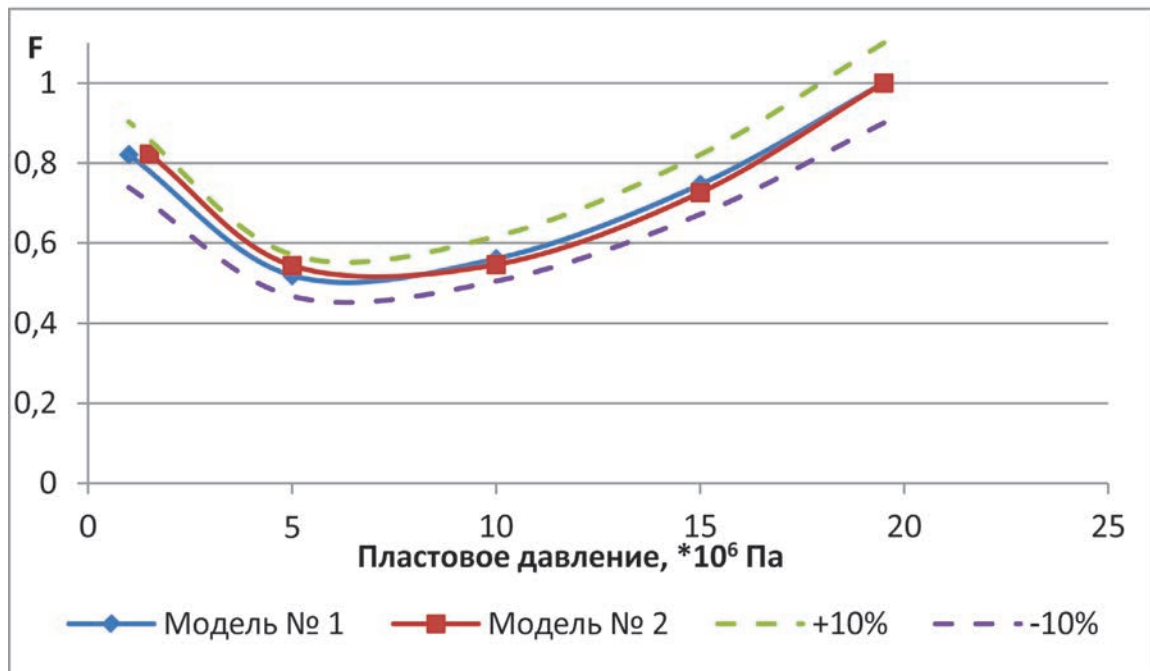


Рис. 2. Изменение потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе для различных моделей пласта БТ₁₄ Русско-Реченского месторождения

в один псевдокомпонент C_{5+} . Критические параметры данного псевдокомпонента являются неизвестными величинами. Поскольку псевдокомпонент C_{5+} – это условный компонент модели пластовой системы, то и необходимые для моделирования величины критического давления, критической температуры и ацентрического фактора фракции являются условными. При наличии полного комплекса газоконденсатных исследований, критические параметры псевдокомпонента можно вычислить, используя результаты фракционной разгонки конденсата по методикам, представленным в [2]. При отсутствии результатов таких исследований данные параметры остаются неизвестными.

На основе составленной математической модели расчета фазового равновесия многокомпонентной системы исследовалось влияние критических параметров псевдокомпонента C_{5+} на изменение потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе (паровой фазе) при снижении пластового давления. Производились расчеты фазового равновесия газоконденсатных смесей с реальных

месторождений при различных критических параметрах псевдокомпонента (критическое давление, критическая температура, ацентрический фактор).

В качестве характеристики потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе был выбран безразмерный параметр:

$$F = \frac{z_{C_{5+}}}{z_{C_{5+}}^0}, \quad (8)$$

где $z_{C_{5+}}$ – мольная доля группы C_{5+} при текущем давлении, д.ед.; $z_{C_{5+}}^0$ – мольная доля группы C_{5+} при давлении начала конденсации, д.ед.

Введение безразмерного параметра позволяет обобщать результаты расчетов различных пластовых систем.

Результаты расчетов для пласта М Реченого газоконденсатного месторождения приведены на **рис. 1**, состав пластового газа – в **табл. 1**.

Таким образом, при изменении критических параметров псевдокомпонента C_{5+} можно изменять давление начала конденсации пластовой смеси, а также изменять потенци-

Таблица 3. Состав газа пласта БТ₁₄ Русско-Реченского месторождения

Компонент	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	NC ₄ H ₁₀	C ₅₊
Мольная доля, д. ед.	0,00	0,005	0,841	0,060	0,033	0,007	0,011	0,042

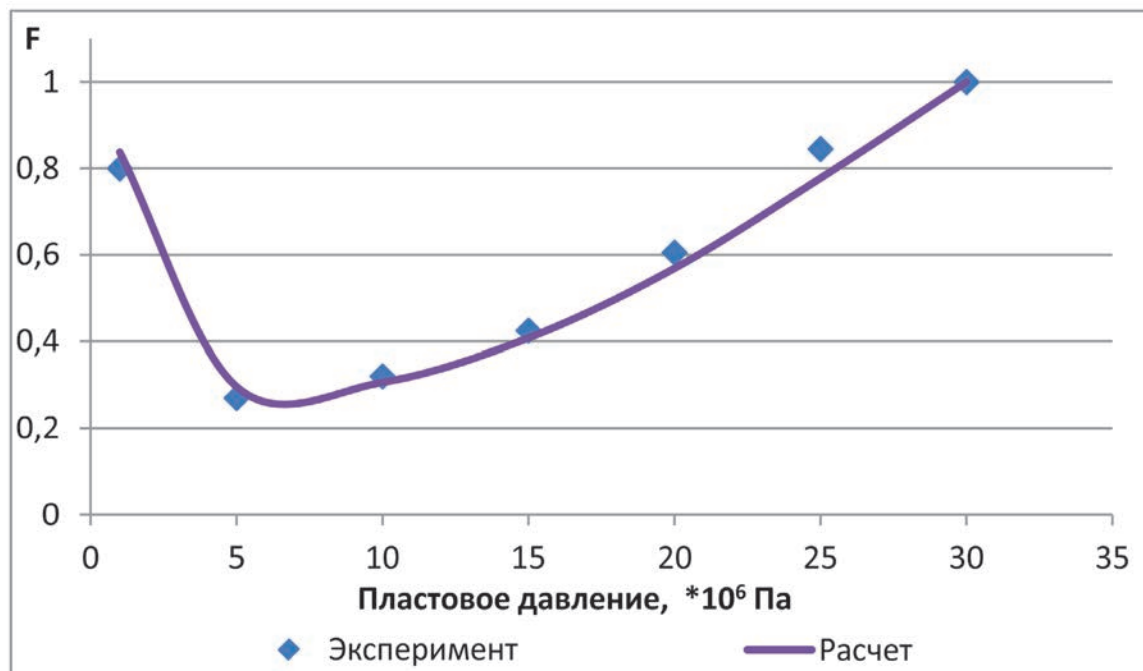


Рис. 5.

Русско-Реченское месторождение. Пласт БТ₁₄. Сопоставление результатов расчета потенциального содержания конденсата C_{5+} с экспериментальными данными

альное содержание C_{5+} в пластовом газе при снижении пластового давления.

Установленное влияние критических параметров псевдокомпонента позволило сделать предположение о возможности настройки модели пластовой системы с помощью варьирования критических параметров компонента C_{5+} . На основе составленной математической модели расчета фазового равновесия многокомпонентной системы проведены расчеты двух пластовых систем: пластовая газоконденсатная система пласта БТ₁₄ Русско-Реченского месторождения, состав которой определен с точностью до декана ($C_{10}H_{22}$), вторая – та же самая система, в которой компоненты, начиная с пентана (C_5H_{12}) до декана ($C_{10}H_{22}$), объединены в один псевдокомпонент C_{5+} . Составы пластового газа приведены в **табл. 2**.

При изменении критических параметров псевдокомпонента было получено согласование результатов расчета по двум моделям в пределах погрешности 10%. (**рис. 2**). При этом основным параметром настройки для газоконденсатных систем является величина давления начала конденсации.

Таким образом, применение псевдокомпонента при расчете фазового равновесия многокомпонентных систем является обоснованным. Это позволяет правильно описывать количественные и качественные изменения пластового флюида и, с другой стороны, существенно упрощает расчеты. Корректировкой

критических параметров псевдокомпонента можно настраивать «упрощенную» модель, содержащую реальные компоненты. Основным параметром настройки является величина давления начала конденсации.

Для проверки точности расчета составленного алгоритма была проведена настройка модели на результаты экспериментальных данных по тому же пласту БТ₁₄ Русско-Реченского месторождения с хорошей изученностью, для которого проводились эксперименты по определению потенциального содержания конденсата (C_{5+}) в пластовом газе при снижении пластового давления. Состав пластовой системы приведен в **табл. 3**.

С помощью корректировки критических параметров псевдокомпонента было получено согласование результатов расчета по модели с экспериментальными данными в пределах погрешности 10%. Значения критических параметров псевдокомпонента C_{5+} при этом составили: $T_{кр} = 590$ К, $P_{кр} = 5,5$ МПа, $W = 0,380$ (**рис. 5**).

Выводы


Применение псевдокомпонента при расчете фазового равновесия многокомпонентных систем является обоснованным. С одной стороны, позволяет правильно описывать количественные и качественные изменения пластового флюида, а с другой стороны, существенно упрощает расчеты.

Изменение критических параметров псевдокомпонента существенно изменяет фазовое поведение газоконденсатной системы.

Критические параметры псевдокомпонента являются неизвестными параметрами, поэтому их можно изменять для настройки модели газоконденсатной системы.

Произведенные расчеты показали, что варьирование критических параметров псев-

докомпонента позволяет настраивать модель пластового флюида на результаты лабораторных исследований с точностью до 10%.

Использование предложенной методики позволяет моделировать фазовое поведение газоконденсатных систем с низкой степенью изученности, для которых критические параметры псевдокомпонента являются неизвестными. 

Литература

1. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М. Недра. 1992. 272 с.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М. Грааль. 2002. 575 с.
3. Фаловский В.А., Хоросhev А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Т. 13. 2011. № 4. С. 120–123.
4. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия. 1982. 592 с.
5. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1987. 309 с.
6. Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром эксп. 2011. 319 с.
7. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра. 1979. 335 с.

UDC 622.279

V.S. Sokolov, PhD, Associate Professor of the “Development and operation of oil and gas fields”, Industrial University of Tyumen¹, sokolov.76@bk.ru

D.A. Kiselev, Post-graduate Student of the Modeling of physical processes and systems, University of Tyumen³, kiselev@tntiip.ru

A.U. Smirnov, Director General, TyumenNIIproyekt², smirnovau@tntiip.ru

¹38 Volodarsky str. Tyumen 625000 Russia

²Building 1, 11 Montazhnikov str. Tyumen 625046 Russia

³6 Volodarsky str., Tyumen, 625003, Russia

Simulation of Phase Equilibrium Gas-condensate Systems for the Fields with a Low Degree of Scrutiny

Abstract. The article presents the method of calculation of phase equilibrium of gas-condensate system with a limited set of input data. Equations of the phase concentration and the equation of state of Peng-Robinson are put in a basis of mathematical model. To develop the influence of pseudo critical parameters on the calculation of phase equilibrium. The concept of setting up a model of the reservoir fluid for laboratory data by changing the pseudo-critical parameters is offered.

Keywords: gas-condensate systems; phase equilibrium; scrutiny; the pseudo; critical parameters

References

1. Batalin O.Iu., Brusilovskii A.I., Zakharov M.Iu. *Fazovye ravnovesiia v sistemakh prirodnykh uglevodorodov* [Phase equilibria in natural hydrocarbon systems]. Moscow, Nedra Publ., 1992, 272 p.
2. Brusilovskii A.I. *Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke mestorozhdenii nefiti i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow, Graal Publ., 2002, 575 p.
3. Falovskii V.A., Khoroshev A.S., Shakhov V.G. *Sovremennyi podkhod k modelirovaniu fazovykh prevrashchenii uglevodorodnykh sistem s pomoshch'iu uravneniia sostoiianiia Penga-Robinsona* [A modern approach to modeling the phase transformations of hydrocarbon systems using the Peng-Robinson equation of state]. *Izvestiia Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiiskoi akademii nauk* [Izvestiya of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences], book 13, 2011, no. 4, pp. 120–123.
4. Rid R., Prausnitz Dzh., Shervud T. *Svoistva gazov i zhidkosteii* [Properties of gases and liquids]. Leningrad, Khimiia Publ., 1982, 592 p.
5. Shirkovskii A.I. *Razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development and operation of gas and gas condensate fields]. Moscow, Nedra Publ., 1987, 309 p.
6. *Gazprom 086-2010. Instruksiiia po kompleksnym issledovaniiam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Gazprom 086-2010. Instruction on complex and exploration of gas and gas condensate wells]. Moscow, Gazprom eksp. Publ., 2011, 319 p.
7. Durmish'ian A.G. *Gazokondensatnye mestorozhdeniia* [Gas condensate fields]. Moscow, Nedra Publ., 1979, 335 p.