

УДК 532.23,553.048

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52

Об учете капиллярных сил при моделировании газоконденсатных смесей

М. И. Райковский^{1*}, А. Ю. Демьянов^{1,2}, О. Ю. Динариев²

¹Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Москва, Россия

²Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», Москва, Россия

*Maksim.raikovskiy@phystech.edu

Аннотация. Работа посвящена исследованию влияния капиллярного скачка давления (КСД) на фазовое равновесие между жидкой и газовой фазами, которые описываются уравнением состояния Пенга — Робинсона. Проведен численный анализ вида фазовых диаграмм (ФД) газоконденсатной смеси при различных КСД. Исходя из специфики задачи, ФД строится в координатах давление газа — давление жидкости. Граница двухфазной области определяется как область существования двухфазного состояния смеси, при этом не проводилось дополнительных исследований устойчивости однофазного состояния. Расчеты проводились без привязки к какой-либо конкретной пористой среде и основаны на условии фазового равновесия только при различных КСД. Полученные результаты демонстрируют важность эффектов КСД при расчете фазового равновесия газоконденсатной смеси при моделировании течения в пористой среде. Описанная расчетно-теоретическая методика применима к двухфазным многокомпонентным системам с произвольным числом компонент и легко обобщается на другие уравнения состояния, например такие как уравнение Редлиха — Квонга.

Ключевые слова: капиллярный скачок давления, насыщенность фазы, фазовое равновесие, газоконденсатная смесь

Для цитирования: Райковский, М. И. Об учете капиллярных сил при моделировании газоконденсатных смесей / М. И. Райковский, А. Ю. Демьянов, О. Ю. Динариев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 37–52.

On the accounting of capillary forces in the modeling of gas-condensate mixtures

Maksim I. Raikovskiy^{1*}, Alexander Yu. Demianov^{1,2}, Oleg Yu. Dinariev²

¹Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Russia

²Schlumberger Moscow Research, Moscow, Russia

*Maksim.raikovskiy@phystech.edu

Abstract. This article is devoted to the study of the effect of the capillary pressure jump (CPJ) on the phase equilibrium between the liquid and gas phases, which are described by the Peng-Robinson equation of state. A numerical analysis the form of phase diagrams (PD) of a gas-

condensate mixture at various CPJ is carried out. Based on the specifics of the problem, the PD is constructed in the gas pressure - liquid pressure coordinates. The boundary of the two-phase region is defined as the region of existence of the two-phase state of the mixture, without additional studies on the stability of the single-phase state. The analysis is carried out without reference to any specific porous medium, and it is based on the conditions of phase equilibrium at different CPJ only. The obtained results demonstrate the importance of CPJ effects in computing the phase equilibrium of a gas-condensate mixture, when modeling the flow in a porous medium. The described computational and theoretical technique is applicable to two-phase multicomponent systems with an arbitrary number of components and is easily generalized to other equations of state, such as the Redlich-Kwong equation, equations of state of gas condensate systems.

Keywords: capillary pressure jump, phase saturation, phase equilibrium, gas-condensate mixture

For citation: Raikovskiy, M. I., Demianov, A. Yu., & Dinariev, O. Yu. (2022). On the accounting of capillary forces in the modeling of gas-condensate mixtures. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 37-52. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-37-52

Введение

В практике проектирования разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений необходимой составляющей является расчет фазовых переходов газ — жидкость [1–10]. В частности, для газоконденсатных залежей такие расчеты позволяют оценить потери конденсата, а также падение продуктивности добывающих скважин из-за образования конденсатной банки. Для таких залежей расчет фазового равновесия жидкость — газ дает возможность оценить структуру и протяженность переходной зоны в окрестности газонефтяного контакта. В настоящее время общепринятым методом расчета фазового поведения углеводородных смесей является подход на основе полуэмпирических уравнений состояния (УС), причем одним из наиболее популярных УС является уравнение Пенга — Робинсона [11–17]. Этот метод предполагает настройку свободных параметров в аналитическом выражении для УС по имеющимся экспериментальным данным, а затем прогноз фазового поведения углеводородной смеси путем численного моделирования для соответствующих пластовых условий при разработке месторождения. Метод УС интегрирован в большинство современных пластовых симуляторов и используется в композиционных гидродинамических моделях в соответствии с существующими требованиями¹.

Однако несмотря на то что моделируемые фазовые переходы происходят в порах коллекторов в присутствии капиллярных сил, капиллярные эффекты при этом не учитываются. В современных пластовых симуляторах капиллярный скачок давления в фазах учитывается при расчете процессов переноса в пористой среде, но при этом принимается, что фазовое равновесие в элементе среды устанавливается мгновенно и контролируется средним давлением в фазах. Таким образом, влияние разности давлений в фазах на фазовое состояние смеси предполагается несущественным. Диапазон применимости этого предположения является недостаточно изучен-

¹ РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Под ред. К. Е. Закревского, М. М. Максимова, О. Ю. Динариева. – М.: Минтопэнерго, 2000. – 143 с.

ным. Кроме того, в силу истощения месторождений с высокопроницаемыми коллекторами в разработку все больше вовлекаются залежи с коллекторами низкой проницаемости, где влияние капиллярных явлений становится более значимым. Поэтому представляет интерес систематический анализ влияния капиллярных сил на фазовые диаграммы (ФД) углеводородных смесей.

В работе осуществлен численный анализ вида ФД газоконденсатной смеси при разных давлениях в фазах на основе УС Пенга — Робинсона. Анализ сделан без привязки к какой-либо конкретной пористой среде только с использованием условий фазового равновесия при разных давлениях в фазах. Таким образом, предварительно полученные результаты таких расчетов для заданного состава пластовой смеси могут быть впоследствии совмещены с любыми участками коллектора, характеризующимися разными кривыми капиллярного давления. Отметим, что в публикациях [18, 19] отмечалась важность учета капиллярных эффектов, которые учитывались одновременно при расчете фазового равновесия газоконденсатной смеси и при моделировании течения в пористой среде, в частности, в окрестности добывающей скважины.

Объект и методы исследования

Обсудим математическую постановку задачи. Далее будем полагать, что индексы $i, j, k = 1, \dots, N$ соответствуют номерам химических компонентов газоконденсатной смеси, причем N — полное число компонентов. Будем рассматривать состояние смеси при некоторой заданной температуре T . Тогда состояние смеси характеризуется набором мольных плотностей n_i , которые образуют N -вектор $\mathbf{n} = (n_i)$. Смесь может распадаться на две фазы (газ и жидкость) с соответствующими мольными плотностями $\mathbf{n}_g = (n_{ig})$ и $\mathbf{n}_l = (n_{il})$. Этим векторам соответствуют векторы мольных концентраций $\mathbf{c} = (c_i)$, $\mathbf{c}_g = (c_{ig})$, $\mathbf{c}_l = (c_{il})$, компоненты которых определяются следующими соотношениями: $c_i = n_i/n$, $c_{ig} = n_{ig}/n_g$, $c_{il} = n_{il}/n_l$, $n = \sum_{j=1}^N n_j$, $n_g = \sum_{j=1}^N n_{jg}$, $n_l = \sum_{j=1}^N n_{jl}$. Напомним, что при использовании полуэмпирических УС в аналитической форме определены аналитические выражения для энергии Гельмгольца $f = f(T, \mathbf{n})$, вектора химических потенциалов $\mathbf{k} = \mathbf{k}(T, \mathbf{n}) = \mathbf{k}_i(T, \mathbf{n})$ и давления $p = p(T, \mathbf{n})$. Эти термодинамические функции связаны следующими соотношениями:

$$\kappa_i = \frac{\partial f}{\partial n_i}(T, \mathbf{n}), \quad (1)$$

$$p = \sum_{i=1}^M n_i \kappa_i - f. \quad (2)$$

При распаде смеси на газовую и жидкую фазу выполняется условие баланса

$$\mathbf{n} = s_g \mathbf{n}_g + s_l \mathbf{n}_l, \quad (3)$$

где s_g, s_l — неотрицательные насыщенности (то есть объемные доли) газовой и жидкой фазы, удовлетворяющие соотношению

$$1 = s_g + s_l. \quad (4)$$

Для двухфазной смеси с разными заданными давлениями p_g, p_l в газовой и жидкой фазе выполняются условия на давление

$$p_g = p(T, \mathbf{n}_g), \quad p_l = p(T, \mathbf{n}_l), \quad (5)$$

и условие равенства химических потенциалов (то есть условие термодинамического равновесия)

$$\kappa(T, \mathbf{n}_g) = \kappa(T, \mathbf{n}_l). \quad (6)$$

Постановка (5), (6) отличается от традиционного анализа фазового равновесия тем, что давления p_g, p_l в газе и жидкости не обязательно совпадают. Будем рассматривать фазовые переходы в газоконденсатной смеси фиксированного состава $\mathbf{c} = \mathbf{c}_*$. В этом случае вектор мольных плотностей смеси оказывается пропорциональным \mathbf{c}_*

$$\mathbf{n} = n \mathbf{c}_*. \quad (7)$$

При классическом анализе поведения газоконденсатных смесей при одинаковых давлениях в фазах известно, что существует давление p_d (точка росы) такое, что при условии $p_g = p_l > p_d$ смесь находится в однофазном газовом состоянии, а при условии $p_g = p_l < p_d$ появляется жидкая фаза (конденсат) вследствие явления ретроградной конденсации. В момент появления жидкой фазы (в точке росы) общая мольная плотность принимает некоторое значение n_d , а вектор мольных плотностей принимает значение $\mathbf{n}_d = n_d \mathbf{c}_*$. При этом вектор мольных плотностей газа совпадает с общим вектором мольных плотностей $\mathbf{n}_g = \mathbf{n}_{gd} = \mathbf{n}_d$, а вектор мольных плотностей конденсата принимает некоторое значение $\mathbf{n}_l = \mathbf{n}_{ld}$.

При разных заданных давлениях в фазах задача (3)–(7) является корректной, поскольку для $(3N + 3)$ неизвестных $n, s_g, s_l, \mathbf{n}, \mathbf{n}_g, \mathbf{n}_l$ имеется $(3N + 3)$ уравнений (3)–(7). В дальнейшем в данной статье будут приведены результаты численных расчетов зависимости насыщенности жидкой фазы s_l от пары давлений p_g, p_l для конкретной газоконденсатной смеси. При $p_g \neq p_l$ жидкая фаза может существовать и тогда, когда оба давления в фазах больше давления p_d . Это можно интерпретировать как явление капиллярной конденсации для газоконденсатной смеси. В общем виде этот эффект можно описать аналитическими выражениями при малых отклонениях давлений в фазах от точки росы

$$\Delta p_g = p_g - p_d, \quad \Delta p_l = p_l - p_d. \quad (8)$$

Если величины (8) достаточно малы, то задача (3)–(7) линеаризуется вблизи точки росы, и легко найти решение получающейся системы линей-

ных уравнений. Для записи результата в компактном виде удобно определить вспомогательное скалярное произведение N-мерных векторов

$$\mathbf{a} = (a_i), \mathbf{b} = (b_i): [\mathbf{a}, \mathbf{b}] = \sum_{i,j}^N G_{ij} a_i b_j,$$

где $(G_{ij}) = \left(\frac{\partial^2 f}{\partial n_i \partial n_j}(\mathbf{n}_{gd}) \right)$ — гессиан энергии Гельмгольца, который является положительно определенной матрицей из-за локальной стабильности газовой фазы в точке росы. В новых обозначениях выражение для насыщенности жидкой фазы при малых величинах (8) имеет следующий вид:

$$s_l = -\Pi_l \Delta p_l + \Pi_g \Delta p_g, \quad (9)$$

где $\Pi_l = [\mathbf{n}_{gd}, \mathbf{c}_*] / \Delta$, $\Pi_g = [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}_*] / \Delta$,

$\Delta = n_d ([\mathbf{c}, \mathbf{c}] [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{n}_{ld}] - [\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}]^2)$. В силу известного в линейной алгебре неравенства Коши — Шварца величина Δ положительна, и потому положительны величины Π_l, Π_g . Таким образом, насыщенность жидкой фазы s_l положительна в области давлений

$$\Delta p_l < \alpha \Delta p_g, \quad (10)$$

где безразмерный коэффициент $\alpha = \frac{\Pi_g}{\Pi_l} = \frac{[\mathbf{n}_{ld}, \mathbf{c}_*]}{[\mathbf{n}_{gd}, \mathbf{c}_*]}$ принимает значения

в диапазоне $0 < \alpha < 1$. Согласно неравенству (10), наличие конденсата возможно как при давлении в газе ниже точки росы, так и при давлении в газе выше точки росы. Качественный вид ФД в окрестности точки росы представлен на рисунке 1.

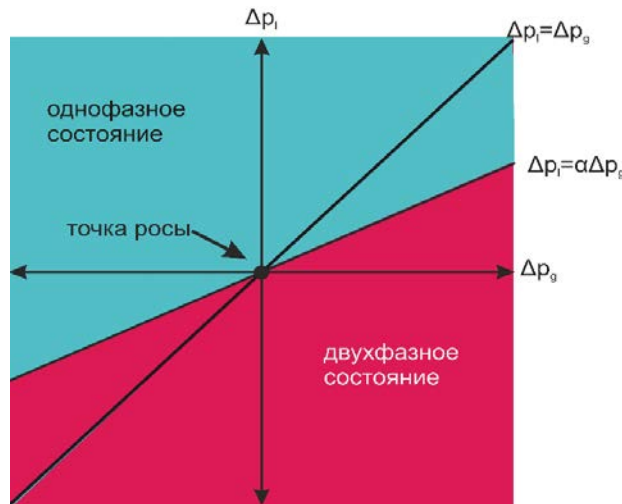


Рис. 1. ФД в окрестности точки росы

Проведенный анализ ограничен линейным приближением при малых значениях величин (8). Для определения области двухфазных состояний вдали от точки росы и для непосредственного расчета коэффициента α был осуществлен численный анализ двухфазных состояний с разными давлениями в фазах на основе УС Пенга — Робинсона.

Напомним, что УС Пенга — Робинсона имеет вид следующий вид [9, 10]:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}, \quad (11)$$

где R — газовая постоянная, $V = n^{-1}$ — мольный объем смеси, и коэффициенты a, b зависят от состава смеси следующим образом:

$$a = \sum_{i,j=1}^N a_{ij} c_i c_j, \quad b = \sum_{i=1}^N b_i c_i \quad (12)$$

$$a_{ij} = (1 - k_{ij})(a_i a_j)^{1/2}$$

$$a_i = \Omega_{Ai} R^2 T_{ci}^2 p_{ci}^{-1} (1 + m_i (1 - (T/T_{ci})^{-1})^{1/2})^2$$

$$m_i = 0.37964 + 1.408503 \omega_i - 0.16442 \omega_i^2 + 0.016666 \omega_i^3$$

$$b_i = \Omega_{Bi} R T_{ci} p_{ci}^{-1},$$

где T_{ci}, p_{ci} — критические температура и давление компонента смеси; ω_{ci} — ацентрический фактор; Ω_{Ai}, Ω_{Bi} — безразмерные параметры, определяющие соответствие расчетной по УС критической точки компонента заданным значениям; T_{ci}, p_{ci}, k_{ij} — безразмерные параметры, обеспечивающие настройку УС на экспериментальные данные в случае использования при описании смеси объединения ряда чистых компонентов в обобщенные псевдокомпоненты. УС (11) может быть переписано в форме кубического уравнения относительно коэффициента сжимаемости $Z = \frac{pV}{RT}$:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (13)$$

$$\text{где } A = \frac{ap}{R^2 T^2} = \sum_{i,j=1}^N A_{ij} c_i c_j, \quad B = \frac{bp}{RT} = \sum_{i=1}^N B_i c_i, \quad A_{ij} = \frac{p a_{ij}}{R^2 T^2}, \quad B_i = \frac{p b_i}{RT}.$$

Отметим, что химический потенциал компонента смеси может быть представлен через параметр летучести f_i

$$\kappa_i = RT \ln f_i + \kappa_{i0}(T), \quad (14)$$

причем для УС Пенга — Робинсона параметр летучести может быть представлен следующим выражением, где $S_i = \sum_{j=1}^N A_{ij} c_j$:

$$\ln f_i = \ln(p c_i) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2S_i}{A} - \frac{B_i}{B} \right] \ln \left[\frac{(Z + (1 - \sqrt{2})B)}{(Z + (1 - \sqrt{2})B)} \right] + \frac{B_i}{B} (Z - 1). \quad (15)$$

Уравнения (13) и (15) задают неявным образом летучесть, как функцию давления и состава смеси $f_i = f_i(p, \mathbf{c})$. В соответствии с выражением (14) система уравнений термодинамического уравнения фаз с заданными давлениями в фазах может быть представлена в виде $\ln f$

$$f_i(p_g, \mathbf{c}_g) = f_i(p_l, \mathbf{c}_l) \quad (16)$$

Эти уравнения должны быть дополнены уравнениями баланса при заданном общем составе смеси \mathbf{c}_*

$$\mathbf{c}_* = \lambda_g \mathbf{c}_g + \lambda_l \mathbf{c}_l, \quad (17)$$

где λ_g, λ_l — мольные доли газовой и жидкой фазы в смеси, однозначно связанные с коэффициентами насыщенности этих фаз

$$s_g = \lambda_g n_g^{-1} (\lambda_g n_g^{-1} + \lambda_l n_l^{-1})^{-1}, \quad s_l = \lambda_l n_l^{-1} (\lambda_g n_g^{-1} + \lambda_l n_l^{-1})^{-1}.$$

Параметры λ_g, λ_l и составы фаз c_{ig}, c_{il} удовлетворяют уравнениям

$$\lambda_g + \lambda_l = 1, \quad \sum_{i=1}^N c_{ig} = 1, \quad \sum_{i=1}^N c_{il} = 1. \quad (18)$$

При численном решении задачи фазового равновесия используются $(2N + 2)$ уравнений (16)–(18) для определения $(2N + 2)$ неизвестных концентраций и мольных долей фаз. В данной работе исследовалась смесь из 10 компонент. Из них к неуглеводородным компонентам относятся N_2 и CO_2 , а углеводородами являются C1–C5, C6+, C11+, C27+. Характеристики и константы компонент смеси, необходимых для УС (11), приведены в таблице 1.

Для численного решения системы уравнений (13), (15), (16)–(18) использовались два метода: квазиньютоновская последовательная замена (QNSS) [10] и метод последовательных приближений (МПП) [10]. В данной работе метод QNSS применялся для проверки стабильности фазового состояния и расчетов фазового равновесия без капиллярного скачка, МПП использовался для расчетов фазового равновесия, как с капиллярным скачком, так и без него.

Все описанные ранее модели были запрограммированы на Python. Была использована версия 3.6 данного языка программирования. Работа проводилась в IDE PyCharm Community Edition и в интерактивной оболочке для языка Python, Jupyter Notebook.

Таблица 1

Параметры компонент исследуемой смеси

	$z(\%)$	$M\left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}\right)$	$P_{cr} \times 10^{-5} (\text{Па})$	$T_{cr} (\text{K})$	Ω_A	Ω_B	ω
N_2	0,68999	28,013	33,944	126,2	0,45724	0,077796	0,04
CO_2	1,089	44,01	73,866	304,7	0,45724	0,077796	0,225
$C1$	78,64	16,043	46,042	190,6	0,45724	0,077796	0,013
$C2$	8,0958	30,07	48,839	305,43	0,45724	0,077796	0,0986
$C3$	3,8572	44,097	42,455	369,8	0,45724	0,077796	0,1524
$C4$	2,195	58,124	37,47	419,5	0,45724	0,077796	0,1956
$C5$	0,87999	72,151	33,589	465,9	0,45724	0,077796	0,2413
$C6+$	2,854	106,04	23,999	550,78	0,37058	0,061461	0,25344
$C11+$	1,564	212,27	17,637	829,01	0,33425	0,063713	0,43207
$C27+$	0,13522	403,47	10,039	829,73	0,51705	0,075328	0,93158

Результаты

Сравним работу описанных ранее двух моделей алгоритмов вычисления между собой и с расчетами, полученными с помощью коммерческой программы PVTi (компания Schlumberger), которая популярна при расчетах фазового равновесия углеводородных смесей. Работа моделей сверялась по четырем параметрам: мольная масса M , коэффициент сжимаемости Z , плотность $\rho = M/V$, мольный объем V .

Таблица 2

Сравнение расчетных данных для заданных значений давления и температуры

$$(p, T) = (300 \cdot 10^5 \text{ Па}, 331 \text{ К})$$

	Жидкость (P, T)			Газ (P, T)		
	PVTi	ПП	QNSS	PVTi	ПП	QNSS
$M\left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}\right)$	57,147	57,833	56,855	23,936	23,954	23,976
Z – фактор	1,065	1,073	1,063	0,855	0,855	0,855
$\rho\left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right)$	585,244	587,354	582,629	305,529	305,409	305,686
$V_m\left(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}}\right)$	0,098	0,098	0,098	0,077	0,077	0,078

Сначала сравнение расчетов было проведено при равных давлениях в фазах для двух пар давлений и температур (p, T) . Для одной пары давления и температуры $(p, T) = (300 \cdot 10^5 \text{ Па}, 331 \text{ К})$ (табл. 2) относительная ошибка составила 1,21 %, для другой пары $(p, T) = (250 \cdot 10^5 \text{ Па}, 381 \text{ К})$ (табл. 3) относительная ошибка — 0,72 %.

Сравнение расчетных данных для заданных значений давления и температуры
 $(p, T) = (250 \cdot 10^5 \text{ Па}, 381 \text{ К})$

	Жидкость (P, T)			Газ (P, T)		
	PVTi	ПП	QNSS	PVTi	ПП	QNSS
$M \left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}} \right)$	76,206	76,476	75,926	23,212	23,217	23,219
Z – фактор	0,996	0,998	0,995	0,876	0,876	0,876
$\rho \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$	605,153	604,415	602,148	208,954	208,929	208,945
$V_m \left(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} \right)$	0,126	0,126	0,126	0,111	0,111	0,111

Важным этапом было убедиться, что для МПП, используемого для расчетов с капиллярным скачком, расчет давления точки росы при заданной температуре T происходит корректно.

Для этого проводилось сравнение линии росы, полученной с помощью МПП и коммерческой программы PVTi (компания Schlumberger) в диапазоне температур 216–550 К. На рисунке 2 продемонстрированы две линии росы. Синим цветом обозначена та линия росы, что получена МПП, красным цветом — линия росы, рассчитанная с помощью модуля PVTi. Как видно, ошибка расчетов МПП в сравнении с модулем PVTi не превышает 0,725 %. Также заметен резкий рост ошибки в области температур выше 450 К.

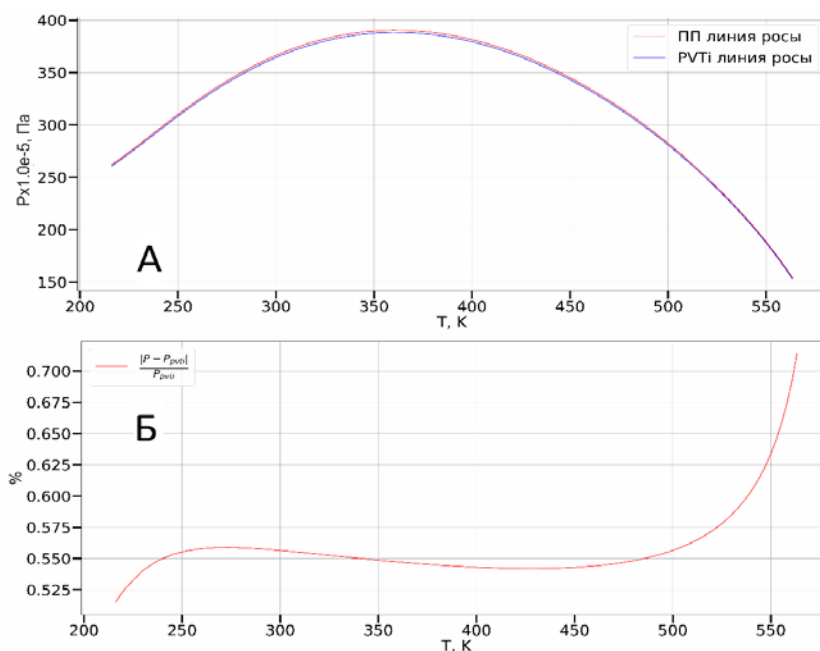


Рис. 2. Линии росы для МПП и PVTi :

А) сравнение линии росы построенной с помощью МПП и PVTi;
 Б) зависимость относительной ошибки расчетов линии росы от температуры

Первым шагом в расчете фазового равновесия с капиллярным скачком было рассмотрение равновесия системы с введенным небольшим скачком давления ($2 \cdot 10^5$ Па) между фазами. Было сделано несколько серий расчетов. Различия в ключевых значениях (молярная масса M , коэффициент сжимаемости Z , плотность ρ , молярный объем V) можно увидеть в таблице 4 на примере пар давлений и температур, рассматриваемых ранее.

Таблица 4

Сравнение данных, рассчитанных без капиллярного скачка ($\Delta p_1 = 0$ Па) и с капиллярным скачком ($\Delta p_2 = 2 \cdot 10^5$ Па) для двух пар (p_1, T_1) = (300 · 10⁵ Па, 331 К) и (p_2, T_2) = (250 · 10⁵ Па, 381 К)

	Жидкость (P_1, T_1)		Газ (P_1, T_1)		Жидкость (P_2, T_2)		Газ (P_2, T_2)	
	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2	Δp_1	Δp_2
$M \left(\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}} \right)$	57,833	62,486	23,954	24,244	76,476	76,142	23,217	23,324
Z – фактор	1,073	1,125	0,855	0,854	0,998	1,019	0,876	0,876
$\rho \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right)$	587,354	609,275	305,529	309,393	604,415	617,47	208,95	210,127
$V_m \left(\frac{\text{м}^3}{\text{кмоль}} \right)$	0,098	0,103	0,077	0,078	0,126	0,128	0,111	0,111

Расчеты показывают, что при $\Delta p_1 = 0$ Па и $\Delta p_2 = 2 \cdot 10^5$ Па ключевые значения газовой фазы имеют незначительную разницу, относительное значение которой не превосходит 1,265 % для (p_1, T_1) и 0,563 % для (p_2, T_2).

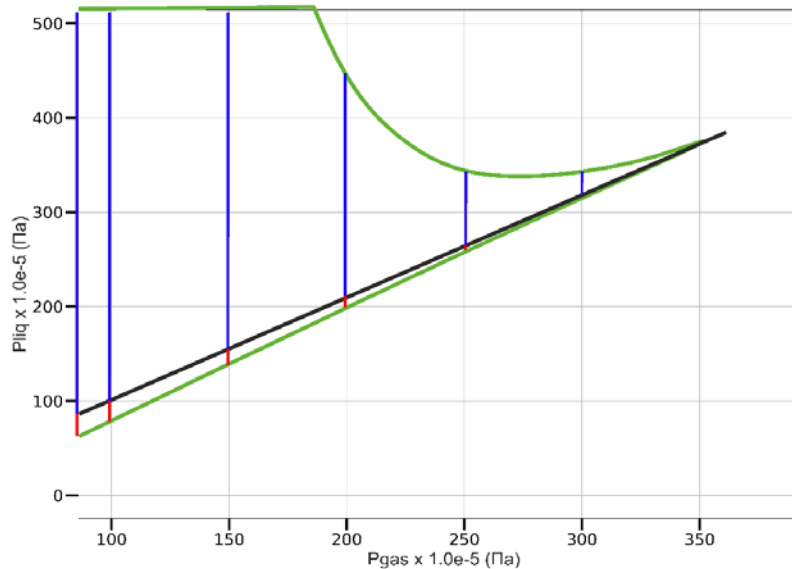


Рис. 3. Граница стабильной двухфазной зоны для температуры $T = 331$ К (синие линии — расчеты над биссектрисой; красные линии — расчеты под биссектрисой; черная линия — биссектриса)

Ожидается, что при наличии капиллярного давления между газовой и жидкой фазами двухфазное равновесие возможно только для ограниченного диапазона капиллярных давлений. Поэтому следующим шагом была оценка двухфазной зоны на плоскости (p_g, p_l) для фиксированного значения температуры. Исследуемый диапазон капиллярных давлений был увеличен, охватывая величины давлений из диапазона $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$. Двухфазная зона для таких давлений описывается как расчетная область в плоскости (p_g, p_l) .

На рисунке 3 представлены найденные границы для стабильной двухфазной области в плоскости (p_g, p_l) . Синими линиями обозначена область над биссектрисой (p_g, p_l) , заканчивающейся в однофазной зоне, красными линиями — область под биссектрисой (p_g, p_l) , черной линией показана биссектриса (p_g, p_l) , зеленая линия — граница двухфазной области. Расчеты проводились при температуре $T = 381 \text{ К}$.

После определения основных границ двухфазной зоны были выполнены более подробные расчеты равновесия во всей области $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$.

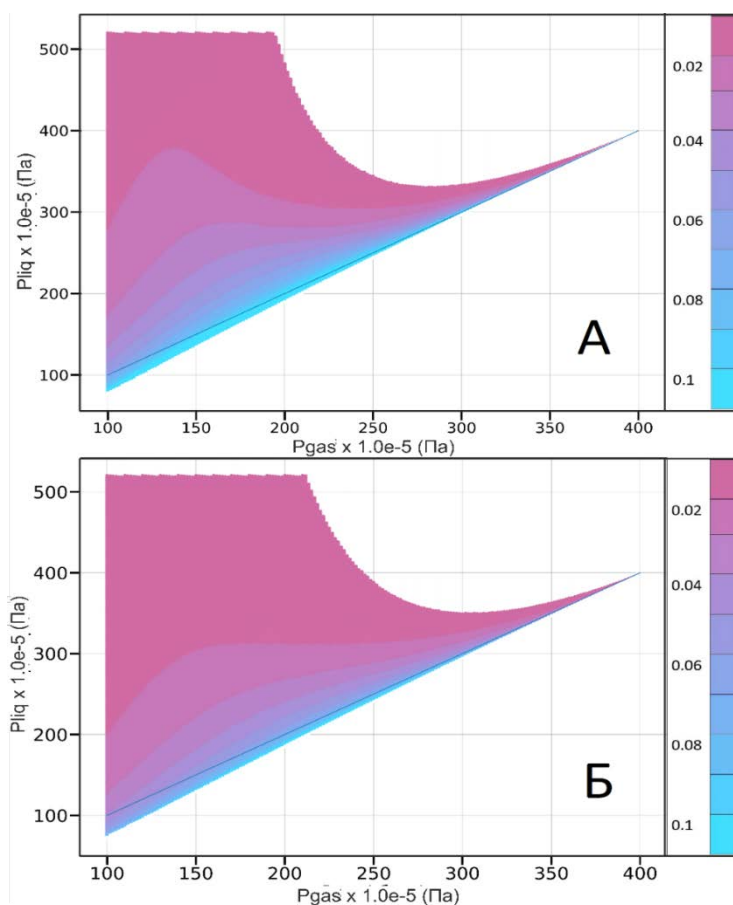


Рис. 4. ФД в диапазоне давлений $(0-550 \cdot 10^5 \text{ Па}, 100-400 \cdot 10^5 \text{ Па})$:

А) ФД соответствует температуре $T = 331 \text{ К}$;

Б) ФД соответствует температуре $T = 381 \text{ К}$

На рисунке 4 представлены ФД для двух температур ($T = 331$ К и $T = 381$ К). На градиентной шкале отложены значения насыщенности жидкой фазы. В стабильной двухфазной области значения насыщенности жидкой фазы лежат в диапазоне чисел $s_l \in [0, 0.1]$.

На представленных рисунках хорошо видна граница с однофазной областью, на которой насыщенность газовой фазы достигает значения, равного единице.

Как говорилось ранее, особый практический интерес представляет область вблизи точки росы. В результате аналитического решения в линейном приближении было показано, что в окрестности точки росы однофазную и двухфазную область разделяет прямая (см. (10)) с характерным коэффициентом наклона α .

Одним из результатов численного решения является проверка ряда выводов, полученных в результате аналитического решения задачи в окрестности точки росы, а точнее:

- 1) подтверждение результатов аналитического решения (прямая (10) разделяет однофазную и двухфазную области);
- 2) определение области линейного приближения для границы двухфазной области в окрестности точки росы.

В результате численных расчетов вблизи точки росы были получены фазовые диаграммы (рис. 5) для двух температур ($T = 331$ К и $T = 381$ К).

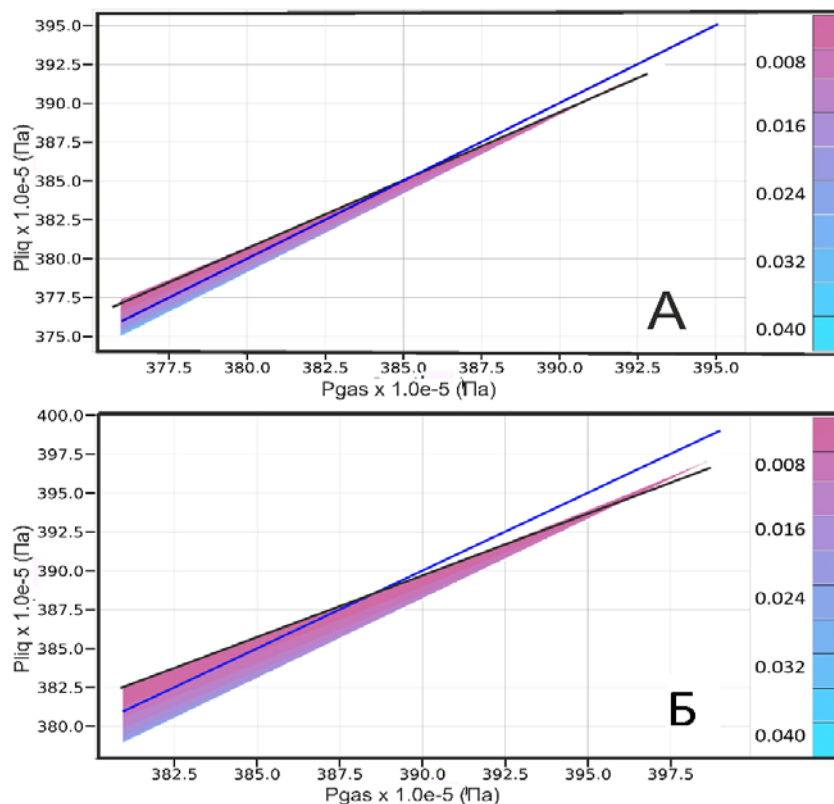


Рис. 5. ФД в окрестности точки росы: А) $T = 331$ К; Б) $T = 381$ К

Обсуждение

Как и на ФД (см. рис. 5), на градиентной шкале отложены значения насыщенности жидкой фазы. В найденной в окрестности точки росы стабильной двухфазной области значения насыщенности жидкой фазы лежат в диапазоне чисел $s_l \in [0, 0.04]$. Черной линией на ФД отмечена прямая (10), синяя линия обозначает биссектрису ($\rho_g = \rho_l$).

Расчет коэффициента α показал, что для температуры $T = 331$ К $\alpha = 0,905$, а для температуры $T = 381$ К этот коэффициент принимает значение $\alpha = 0,8704$. Можно отметить, что область справедливости линейного приближения при $T = 331$ К составила $\Delta p_g \approx \pm 10^6$ Па, а при $T = 381$ К эта область составила $\Delta p_g \approx \pm 9,5 \cdot 10^5$ Па. В итоге можно считать, что результаты численных расчетов двухфазного равновесия с учетом капиллярного скачка в окрестности точки росы согласуются с аналитическим решением.

Анализируя границу раздела однофазной и двухфазной области, продемонстрированную на диаграммах (см. рис. 5) для двух случаев различных температур, можно заметить наличие температурной зависимости коэффициента α . В результате расчетов коэффициента α для различных температур из диапазона 220–500 К была получена зависимость $\alpha(T)$, приведенная на рисунке 6. На графике температурной зависимости отмечены точки, которые соответствуют найденным значениям коэффициентов α при анализе ФД, полученных в окрестности точки росы.

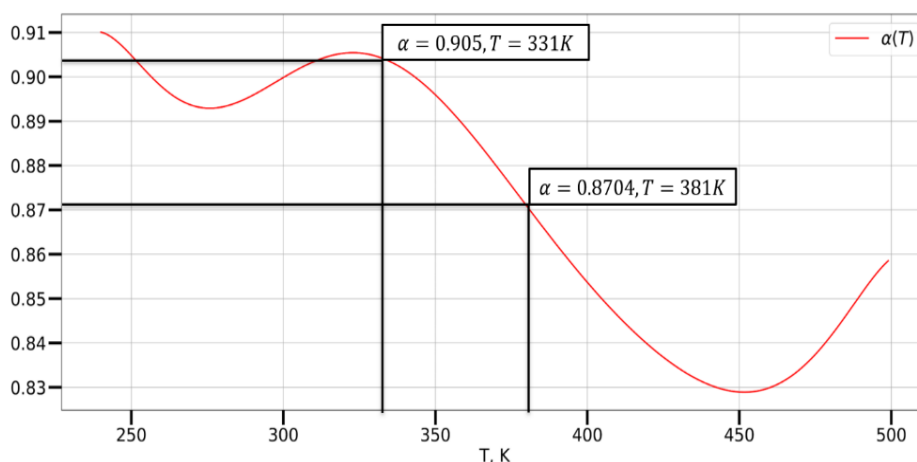


Рис. 6. Зависимость коэффициента α от температуры

Выводы

Представленные результаты демонстрируют возможности разработанной методики для учета капиллярных сил при фазовых переходах типа газ — жидкость, которые имеют место при разработке газоконденсатных и газонефтяных залежей. Нужно подчеркнуть, что проведенный анализ фазового равновесия при заданных давлениях в фазах был выполнен на основе термодинамических уравнений без учета экспериментальных кривых капиллярного давления, получаемых на образцах керна

$$\rho_{cap}(s_l) = (\rho_g - \rho_l). \quad (19)$$

Такие кривые могут сильно варьироваться по залежи, в то время как термодинамическая зависимость насыщенности конденсата от давлений в фазах

$$s_l = s_l(\rho_g, \rho_l) \quad (20)$$

определяется составом смеси и является универсальной для залежей с единым начальным составом газа. Совместный численный анализ уравнений (19), (20) может позволить получить функцию $s_l = s_l(\rho_g)$ для определенного частного типа пород с фиксированной зависимостью (19). Однако в данной работе такой анализ не проводился, поскольку мы сосредоточились на более общей термодинамической зависимости (20).

Рассмотренные эффекты капиллярной конденсации могут иметь значимость для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, когда существенную часть порового пространства составляют субмикронные поры. Показано, что в практически важной области давлений вблизи точки росы можно использовать сравнительно несложное линейное приближение (9), (10). Количественные параметры капиллярной конденсации, безусловно, зависят от конкретной газоконденсатной смеси и пластовых термобарических условий, причем наибольший эффект следует ожидать для случаев, когда коэффициент α близок к единице.

Список источников

1. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения / А. Г. Дурмишьян. – Москва : Недра, 1979. – 335 с. – Текст : непосредственный.
2. Ширковский, А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие / А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1987. – 309 с. – Текст : непосредственный.
3. Гвоздев, Б. П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : справочное пособие / Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко, А. Е. Корнилов. – Москва : Недра, 1988. – 575 с. – Текст : непосредственный.
4. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, А. И. Гриценко, А. Н. Шандрыгин. – Москва : Недра, 1996. – 239 с. – Текст : непосредственный.
5. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. – Москва : Недра, 1997. – 364 с. – Текст : непосредственный.
6. Enhanced Oil Recovery / M. Latil, C. Bardon, J. Burger, P. Sourieau ; translation from the French by P. Ellis. – 1st edition. – Paris : Editions Technip, 1980. – 236 p. – Direct text.
7. Craft, B.C. Applied Petroleum Reservoir Engineering / B. C. Craft, M. F. Hawkins. – 2nd edition. – New Jersey : Prentice Hall, 1991. – 431 p. – Direct text.
8. Dake, L. P. The Practice of Reservoir Engineering. – Revised edition. – Amsterdam : Elsevier, 2004. – 546 p. – Direct text.
9. Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook. – 3rd edition. – Burlington : Elsevier, 2006. – 1360 p. – Direct text.
10. Donnes, P. Essentials of Reservoir Engineering. – 1st edition. – Paris : Editions Technip, 2007. – 387 p. – Direct text.

11. Peng, D. A New Two-Constant Equation of State / D. Peng, D. Robinson. – DOI 10.1021/i160057a011. – Direct text // *Industrial Engineering and Chemistry Fundamentals*. – 1976. – Vol.15, Issue 1. – P. 59–64.
12. Гуревич, Г. П. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г. П. Гуревич, А. И. Брусиловский. – Москва : Недра, 1984. – 264 с. – Текст : непосредственный.
13. Walas, S. M. *Phase Equilibria in Chemical Engineering* / S. M. Walas. – New York : Butterworth–Heinemann, 1985. – 671 p. – Direct text.
14. Reid, R. C. *The Properties of Gases and Liquids* / R. C. Reid, J. M. Prausnitz, B. E. Poling. – 4th edition. – New York : Mc-Graw Hill, 1987. – 741 p. – Direct text.
15. Баталин, О. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, М. Ю. Захаров. – Москва : Недра, 1992. – 272 с. – Текст : непосредственный.
16. Firoozabadi, A. *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs* / A. Firoozabadi. – New York : McGraw-Hill, 1998. – 353 p.
17. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа : монография / А. И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с. – Текст : непосредственный.
18. Bedrikovetsky, P. *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery* / P. Bedrikovetsky. – New York : Springer Science & Business Media, 1993. – 535 p. – Direct text.
19. Динариев, О. Ю. О роли капиллярных сил при фильтрации газоконденсатной смеси вблизи скважины / О. Ю. Динариев, Н. В. Евсеев // *Инженерно-физический журнал*. – 2004. – Т. 77, № 11. – С. 17–23. – Текст : непосредственный.

References

1. Durmish'yan, A. G. (1979). *Gazokondensatnye mestorozhdeniya*. Moscow, Nedra Publ., 335 p. (In Russian).
2. Shirkovskiy, A. I. (1987). *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 309 p. (In Russian).
3. Gvozdev, B. P., Gricenko, A. I., & Kornilov, A. E. (1988). *Ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow, Nedra Publ., 575 p. (In Russian).
4. Ter-Sarkisov, R. M., Gritsenko, A. I., & Shandrygin, A. N. (1996). *Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s vozdeystviem na plast*. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
5. Gritsenko, A. I., Ter-Sarkisov, R. M., Shandrygin, A. N., & Podyuk, V. G. (1997). *Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 364 p. (In Russian).
6. Latil, M., Bardon, C., Burger, J., & Sourieau, P. (1980). *Enhanced Oil Recovery*. 1st edition. Paris, Editions Technip, 236 p. (In English).
7. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. 2nd edition. New Jersey, Prentice Hall, 431 p. (In English).
8. Dake, L. P. (2004). *The Practice of Reservoir Engineering*. Revised edition. Amsterdam, Elsevier, 546 p. (In English).
9. Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. 3rd edition. Burlington, Elsevier, 1360 p. (In English).
10. Donnes, P. (2007). *Essentials of Reservoir Engineering*. 1st edition. Paris, Editions Technip, 387 p. (In English).
11. Peng, D., & Robinson, D. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Industrial Engineering and Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59-64. (In English). DOI: 10.1021/i160057a011
12. Gurevich, G. R., & Brusilovskiy, A. I. (1984). *Spravochnoe posobie po raschetu fazovogo sostoyaniya i svoystv gazokondensatnykh smesey*. Moscow, Nedra Publ., 264 p. (In Russian).
13. Walas, S. M. (1985). *Phase Equilibria in Chemical Engineering*. New York, Butterworth-Heinemann, 671 p. (In English).

14. Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Poling, B. E. (1987). *The Properties of Gases and Liquids*. 4th edition. New York, Mc-Graw Hill, 741 p. (In English).
15. Batalin, O. Yu., Brusilovskiy, A. I., & Zakharov, A. I. (1992). *Fazovye ravnovesiya v sistemakh prirodnykh uglevodorodov*. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).
16. Firoozabadi, A. (1998). *Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs*. New York, McGraw-Hill, 353 p. (In English).
17. Brusilovskiy, A. I. (2002). *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza*. Moscow, Graal' Publ., 575 p. (In Russian).
18. Bedrikovetsky, P. (1993). *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery*. New York, Springer Science & Business Media, 535 p. (In English).
19. Dinariev, O. Yu., & Evseev, N. V. (2004). Role of capillary forces in filtration of a gas-condensate mixture near a well. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 77(11), pp. 266-274. (In Russian).

Информация об авторах

Райковский Максим Игоревич, аспирант кафедры вычислительной физики, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), г. Москва, Maksim.raykovskiy@phystech.edu
Демьянов Александр Юрьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной физики, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), старший научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», г. Москва

Динариев Олег Юрьевич, кандидат физико-математических наук, главный научный сотрудник, Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже», г. Москва

Information about the authors

Maksim I. Raikovskiy, Postgraduate at the Computational Physics Department, Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Maksim.raykovskiy@phystech.edu

Alexander Yu. Demianov, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Applied Physics, Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Senior Researcher, Schlumberger Moscow Research, Moscow

Oleg Yu. Dinariev, Candidate of Physics and Mathematics, Chief Researcher, Schlumberger Moscow Research, Moscow

Статья поступила в редакцию 18.11.2021; одобрена после рецензирования 27.12.2021; принята к публикации 31.01.2022.

The article was submitted 18.11.2021; approved after reviewing 27.12.2021; accepted for publication 31.01.2022.