

УДК 532.546, 519.63

DOI 10.17223/19988621/56/8

Н.Г. Мусакаев, М.К. Хасанов, С.Л. Бородин, Д.С. Бельских**ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗЛОЖЕНИЯ
ГИДРАТА МЕТАНА ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОГО ГАЗА
В ГИДРАТОНАСЫЩЕННУЮ ЗАЛЕЖЬ**

В плоскорадиальном приближении приведена постановка задачи о закачке теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) газа в пористый пласт, насыщенный в исходном состоянии метаном и его гидратом. Численно исследовано влияние параметров нагнетаемого газа и исходной гидратонасыщенности пласта на темпы диссоциации гидрата метана в пласте, а также на режим протекания данного процесса (фронтальный режим фазового перехода или разложение газогидрата происходит в протяженной зоне). Показано, что для данного вида воздействия характерным является фронтальный режим диссоциации газового гидрата.

Ключевые слова: *газовый гидрат, пористая среда, неизотермическая фильтрация, разложение гидрата.*

В настоящее время углеводороды являются одним из важнейших источников для энергетики и практически незаменимым сырьем для химической промышленности. В связи с этим ведутся исследования в области поиска и разработки новых, нетрадиционных источников углеводородов, среди которых особый интерес представляют гидраты природного газа [1, 2]. Благодаря своей клатратной структуре единичный объем газового гидрата может содержать до 160 – 180 объемов свободного газа [3, 4]. Одним из аспектов применения газогидратных технологий является возможность организации газогидратных хранилищ газа в равновесных условиях (под давлением) вблизи крупных потребителей газа, что связано со способностью гидратов концентрировать газ при относительно низком давлении [5]. Так, например, при температуре +4 °С и давлении 4 МПа концентрация метана в гидрате соответствует его концентрации в сжиженном состоянии при давлении в 150 – 160 атм. На данный момент уже приведены характеристики залежей и месторождений газовых гидратов [6], а также имеются национальные программы нескольких стран по работе с ними и возможной добыче природного газа из гидратов [2, 7].

Основным отличием разработки газогидратных залежей является необходимость разложения в пласте газогидратов с последующим отбором свободного газа с использованием традиционных технологий [2]. Газовые гидраты могут разлагаться, если температура и давление находятся за пределами зоны стабильности гидратов, или химическое равновесие системы «газогидрат – окружающая среда» нарушается [8]. С учетом данного обстоятельства было предложено несколько методов для извлечения метана из газогидратных залежей: депрессионное воздействие на пласт (снижение давления на забое скважины), термическая стимуляция с целью повышения температуры в пласте выше равновесной температуры разложения гидрата метана, закачка в пласт диоксида углерода, инъекция ингибиторов, способствующих диссоциации газогидрата, или комбинация вышеуказанных спо-

собою. Теоретическое исследование отбора газа из гидратонасыщенного пласта представлено в ряде работ, например [9–16].

Авторами [16] в плоскопараллельной постановке была рассмотрена задача нагнетания в пласт, насыщенный в исходном состоянии метаном и его гидратом, газа (метана), температура которого выше начальной температуры пласта. Построена математическая модель и предложен алгоритм решения задачи неизотермической фильтрации газа в пласте, который включает в себя оригинальный метод расчета гидратонасыщенности. Расчет этого параметра является весьма нетривиальным, поскольку на сегодняшний день расчетных схем для процесса неизотермической фильтрации газа без учета фазовых переходов существует достаточное количество, а вот учет образования и/или диссоциации газогидратов создает значительные вычислительные сложности. Похожая задача решалась ранее в случае калорически совершенного газа, т.е. без учета коэффициента сжимаемости [17]. Значения гидратонасыщенности в пористой среде рассчитывались с помощью метода ловли фронта в узел сетки. Этот метод является достаточно эффективным для подобной задачи, однако его невозможно использовать в двумерном или трехмерном случае, а также при наличии нескольких фронтов [18].

В настоящей работе в плоскорадиальном приближении представлены результаты численного исследования процесса закачки в гидратонасыщенный пласт теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) газа.

Постановка задачи и основные уравнения

Рассмотрим процесс закачки газа (метана) в однородный горизонтальный пористый пласт постоянной толщины. Данная залежь в исходном состоянии заполнена метаном и его гидратом, давление p_0 и температура T_0 которых соответствуют термодинамическим условиям их существования в свободном состоянии. Исходная гидратонасыщенность S_{h0} известна. Пусть кровля и подошва пласта непроницаемы. Примем, что пласт является однородным и изотропным, а также пренебрежем влиянием верхней и нижней границ. В этой связи можно считать, что задача является одномерной и параметры процесса зависят только от пространственной координаты и времени [19].

Пусть в некоторый момент времени через скважину радиуса r_w , вскрывшую пласт на всю толщину, начинается закачка газа (метана) с постоянным массовым расходом Q_e (на единицу высоты скважины). Температура нагнетаемого в пласт газа T_e является постоянной величиной ($T_e > T_0$), она выше равновесной температуры разложения газового гидрата, т.е. в пласте может происходить диссоциация гидрата метана на газ и воду. Поэтому в пласте в общем случае могут возникнуть три характерные области (рис. 1): первая (ближняя к границе нагнетания метана, $r = r_w$), где поры заполнены газом и водой, вторая (промежуточная), в которой газ, вода и гидрат находятся в равновесии, и третья (дальняя), незатронутая тепловым воздействием. Одной из задач настоящего исследования является выявление условий, при которых либо будет возникать протяженная зона фазового перехода, либо разложение газового гидрата будет происходить на скачке (фронте), разделяющем ближнюю и дальнюю зоны пористой среды (т.е. в этом случае вторая область отсутствует).

Примем следующие допущения: гидрат метана является двухкомпонентной системой с постоянной массовой концентрацией газа G ; температуры пористой среды, газа, гидрата метана и воды в каждой точке пласта совпадают (однотемпе-

ратурная модель); пористость пласта m постоянна; скелет пористой среды, газовый гидрат и вода несжимаемы и неподвижны.

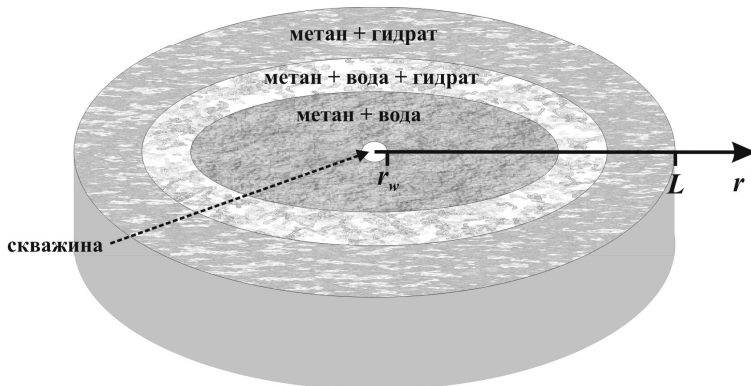


Рис. 1. Схема процесса нагнетания метана в гидратонасыщенный пласт
Fig. 1. Diagram of the process of methane injection into a hydrate-saturated stratum

Система основных уравнений, описывающая процессы фильтрации и теплопереноса в пористой среде, представляет собой законы сохранения масс и энергии, закон Дарси и уравнение состояния для газа. Эта система в плоскорадиальном случае при сделанных допущениях имеет вид [10, 15, 19, 20]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_g S_g + \rho_h S_h G) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r \rho_g S_g v_g) = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w + (1-G)\rho_h S_h) = 0; \quad (2)$$

$$m S_g v_g = -\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r}; \quad (3)$$

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m \rho_h L_h \frac{\partial S_h}{\partial t} - m \rho_g c_g S_g v_g \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right) + m \rho_g c_g S_g \eta \frac{\partial p}{\partial t}; \quad (4)$$

$$p = z_g \rho_g R_g T; \quad (5)$$

$$\varepsilon = -\frac{1}{\rho_g c_g} \frac{T}{z_g} \left(\frac{\partial z_g}{\partial T} \right)_p, \quad \eta = \frac{1}{\rho_g c_g} - \varepsilon, \quad k_g = k S_g^3,$$

$$\rho c = (1-m) \rho_{sk} c_{sk} + m \sum_{j=g,w,h} S_j \rho_j c_j,$$

$$\lambda = (1-m) \lambda_{sk} + m \sum_{j=g,w,h} S_j \lambda_j, \quad \sum_{j=g,w,h} S_j = 1,$$

где ρ_j и c_j ($j = g, w, h$) – плотность и удельная теплоемкость j -й фазы (w – вода, h – гидрат, g – газ); S_j ($j = w, h, g$) – насыщенность пор j -й фазой; ρ_{sk} , λ_{sk} и c_{sk} – плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой

среды; v_g и μ_g – скорость и динамическая вязкость газовой фазы; k – абсолютная проницаемость пласта; ε и η – коэффициент дросселирования и адиабатический коэффициент; L_h – теплота разложения гидрата метана; ρ_s и λ – удельная объемная теплоемкость и коэффициент теплопроводности системы «пласт – насыщающее вещество».

Коэффициент сверхсжимаемости для газа z_g будем находить на основе уравнения Латонова – Гуревича [20, 21]:

$$z_g = \left[0.17376 \cdot \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0.73 \right]^{p/p_c} + \frac{0.1p}{p_c}, \quad (6)$$

где T_c и p_c – эмпирические критические параметры для газа.

Начальное и граничные условия запишем в следующем виде:

$$t = 0, \quad r_w \leq r \leq L: \quad p = p_0, \quad T = T_0, \quad S_h = S_{h0}, \quad S_g = 1 - S_{h0}, \quad S_w = 0; \quad (7)$$

$$t > 0: \quad \begin{cases} r = r_w: & Q = Q_e = \text{const}, \quad T = T_e = \text{const}, \\ r = L: & \frac{\partial p}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0. \end{cases} \quad (8)$$

Здесь r_w – радиус скважины; L – протяженность (радиус) пласта; S_{h0} – исходная гидратонасыщенность пласта.

Условие на левой границе пласта с учетом закона Дарси (3) можно переписать в виде

$$t > 0, \quad r = r_w: \quad r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_e \mu_g}{2\pi \rho_g k_g}, \quad T = T_e.$$

Система уравнений (1) – (6) с начальными и граничными условиями (7), (8) описывает процесс неизотермической фильтрации закачиваемого в пласт газа с учетом разложения гидрата метана, который изначально заполняет часть порового пространства.

Результаты расчетов

Численная реализация математической модели была осуществлена с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций и авторского метода для расчета гидратонасыщенности [16]. Этот метод заключается в расчете гидратонасыщенности в пласте, исходя из следующих лимитирующих условий: при разложении газогидрата давление повышается, пока не достигнет равновесного давления или не разложится весь гидрат; при диссоциации гидрата температура понижается, пока не достигнет равновесной температуры или не разложится весь гидрат; при образовании газового гидрата давление уменьшается, пока не достигнет равновесного давления или не закончатся все фазы образователи гидрата; при образовании газогидрата температура повышается, пока не достигнет равновесной температуры или не закончатся все фазы образователи гидрата.

На основе данного алгоритма был разработан программный продукт, для тестирования которого было проведено сравнение результатов численного эксперимента с результатами расчетов, проведенных с учетом построенных в диссертационной работе М.К. Хасанова автомодельных решений задачи о закачке теплого

газа в гидратонасыщенный пласт (рис. 2). Из рисунка видно хорошее согласие результатов численного и аналитического исследований.

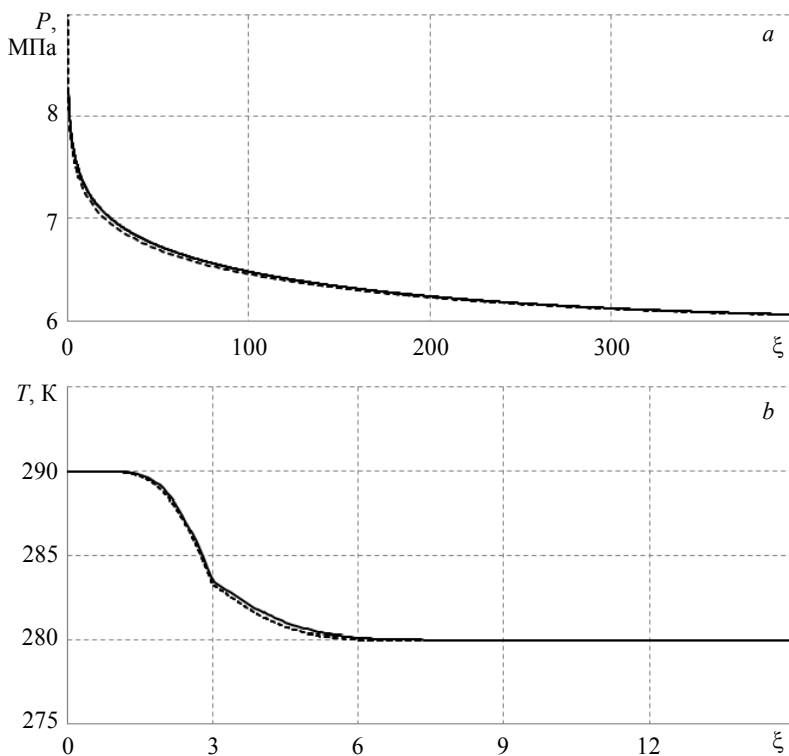


Рис. 2. Сравнение результатов расчета и автомодельного решения для давления (а) и температуры (б). Пунктирная линия – автомодельное решение, сплошная – расчет

Fig. 2. Comparison of the calculated results and self-similar solution for (a) pressure and (b) temperature. The dashed line indicates the self-similar solution; the solid line, the calculated results

Были проведены вычислительные эксперименты с целью выявления значений параметров нагнетаемого газа и исходных параметров пласта, при которых могла бы возникнуть протяженная (объемная) зона разложения газового гидрата, т.е. область пористой среды, где газ, вода и гидрат находились бы в состоянии термодинамического равновесия.

При проведении расчетов были приняты следующие значения используемых параметров: $Q_e = 0.02$ кг/(м·с); $T_e = 293$ К; $L = 100$ м; $T_0 = 281$ К; $p_0 = 6$ МПа; $S_{h0} = 0.2$; $p_c = 4.599$ МПа; $T_c = 190.56$ К; $k_0 = 10^{-15}$ м²; $m = 0.1$; $\rho_{sk} = 2300$ кг/м³; $\rho_w = 1000$ кг/м³; $\rho_h = 910$ кг/м³; $c_{sk} = 1000$ Дж/(кг·К); $c_w = 4200$ Дж/(кг·К); $c_h = 2000$ Дж/(кг·К); $\lambda_{sk} = 1.5$ Вт/(м·К); $\lambda_w = 0.56$ Вт/(м·К); $\lambda_h = 4 \cdot 10^{-2}$ Вт/(м·К); $R_g = 519$ Дж/(кг·К); $L_h = 4.37 \cdot 10^5$ Дж/кг; $G = 0.12$ [3, 5, 10, 22-24]. Значения c_g , λ_g , μ_g определялись путем интерполяции табличных данных для метана; равновесная температура образования газового гидрата $T_s(p)$ – на основе интерполяционных соотношений, предложенных в одной из работ авторов [25].

На рис. 3 представлены поля давления, температуры и гидратонасыщенности в различные моменты времени после начала закачки теплого ($T_e > T_0$) газа в пласт, изначально содержащий метан и его гидрат. Как и следовало ожидать, протяженность первой (ближней) области пласта, насыщенной газом и водой, со временем растет, но темпы увеличения зоны, в которой газогидрат уже разложился, падают. Для всех моментов времени температура в ближней зоне выше равновесной температуры образования газового гидрата $T_s(p)$, а в дальней (в этой зоне поровое пространство заполнено метаном и его гидратом) – ниже. То есть фронтальная схема диссоциации газогидрата адекватно описывает процесс.

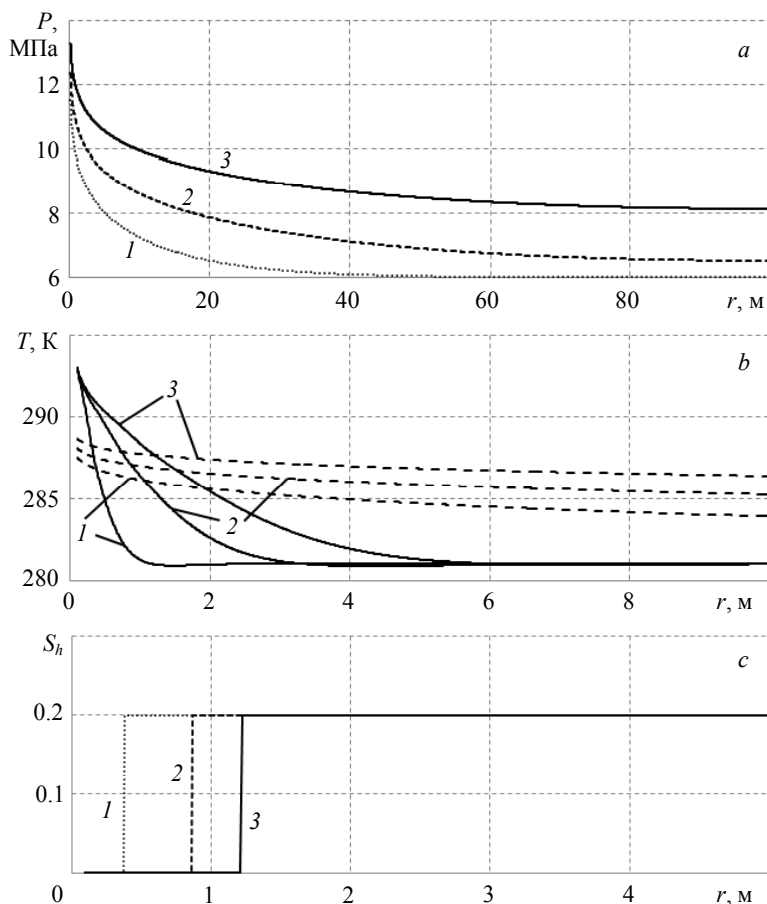


Рис. 3. Изменение по координате r давления (а), температуры (б) и гидратонасыщенности (с) в различные моменты времени после начала эксплуатации нагнетательной скважины t . Линии 1, 2 и 3 соответствуют $t = 1, 10$ и 30 сут; на рис. 3, б сплошные линии соответствуют температуре в пласте, штриховые – равновесной температуре разложения газового гидрата $T_s(p)$

Fig. 3. Distribution of the (a) pressure, (b) temperature, and (c) hydrate saturation along r -coordinate at different time instants t after the start of injection well operating. Lines 1, 2, and 3 correspond to $t = 1, 10$, and 30 days, respectively; the solid lines in Fig. 3b indicate the temperature of stratum; the dashed lines, the equilibrium temperature of gas hydrate decomposition $T_s(p)$

Параметрами процесса закачки метана в гидратонасыщенную залежь можно управлять, меняя массовый расход нагнетаемого газа и его температуру на входе в пласт. Вычислительные эксперименты с различной температурой закачки метана в пласт, насыщенный в исходном состоянии метаном и его гидратом, показали, что диссоциация газового гидрата происходит на фронтальной поверхности при любом значении T_e из приведенного диапазона температур (рис. 4). Проведенные авторами расчеты с большими значениями T_e (вплоть до 373 К) не выявили тех температур, при которых в пласте возникает протяженная зона фазового перехода (т.е. зона смеси газа, воды и гидрата метана). Это можно объяснить тем, что для возникновения протяженной области диссоциации газогидрата равновесная температура разложения гидрата должна опускаться ниже температуры пласта. Поскольку для природных пластов значение коэффициента пьезопроводности $\chi^{(p)} = k_g p / \mu_g m$ всегда на несколько порядков превышает значение коэффициента температуропроводности $\chi^{(T)} = \lambda / \rho c$, то температура от границы диссоциации гидрата к внешней границе пласта убывает быстрее, чем давление и однозначно связанная с ним равновесная температура разложения газогидрата. Поэтому при закачке теплого газа температура пласта в любой точке дальней области опускается ниже равновесной температуры разложения газогидрата, что препятствует диссоциации газогидрата в дальней области.

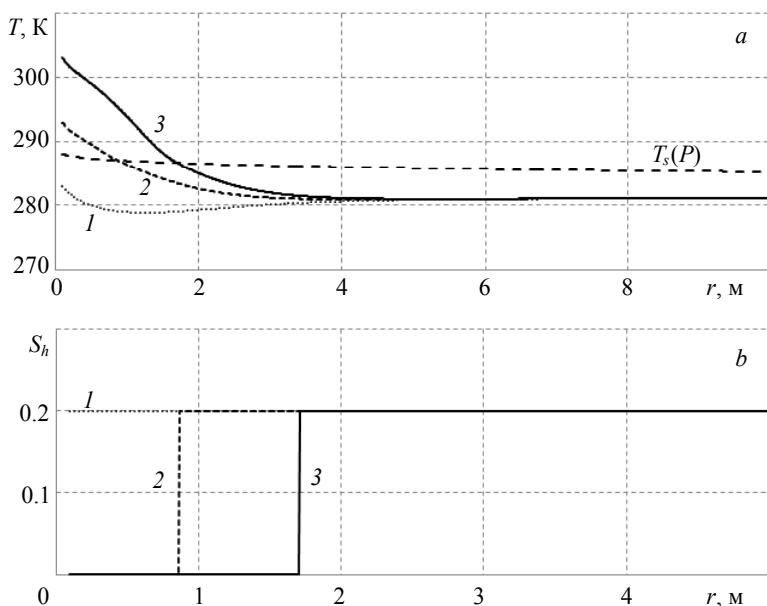


Рис. 4. Распределение по координате r температуры (а) и гидратонасыщенности (б) при различной температуре T_e закачиваемого в пласт газа. Линии 1, 2 и 3 соответствуют $T_e = 283, 293$ и 303 К. Время нагнетания газа $t = 10$ сут

Fig. 4. Distribution of the (a) temperature and (b) hydrate saturation along r -coordinate at various temperatures T_e of gas injected into the stratum. Lines 1, 2, and 3 correspond to $T_e = 283, 293$, and 303 K, respectively. Gas injection time is $t = 10$ days

Из данных, приведенных на рис. 4, видно, что при $T_e = 283$ К (при этой температуре нагнетаемого газа не происходит диссоциации гидрата метана, рис. 4, *b*) температура в пласте на некотором участке становится меньше исходной температуры пласта. Данное обстоятельство обусловлено действием эффекта Джоуля – Томсона.

На рис. 5 представлены поля давления, температуры и гидратонасыщенности при различных массовых расходах Q_e на 10-е сутки после начала нагнетания газа.

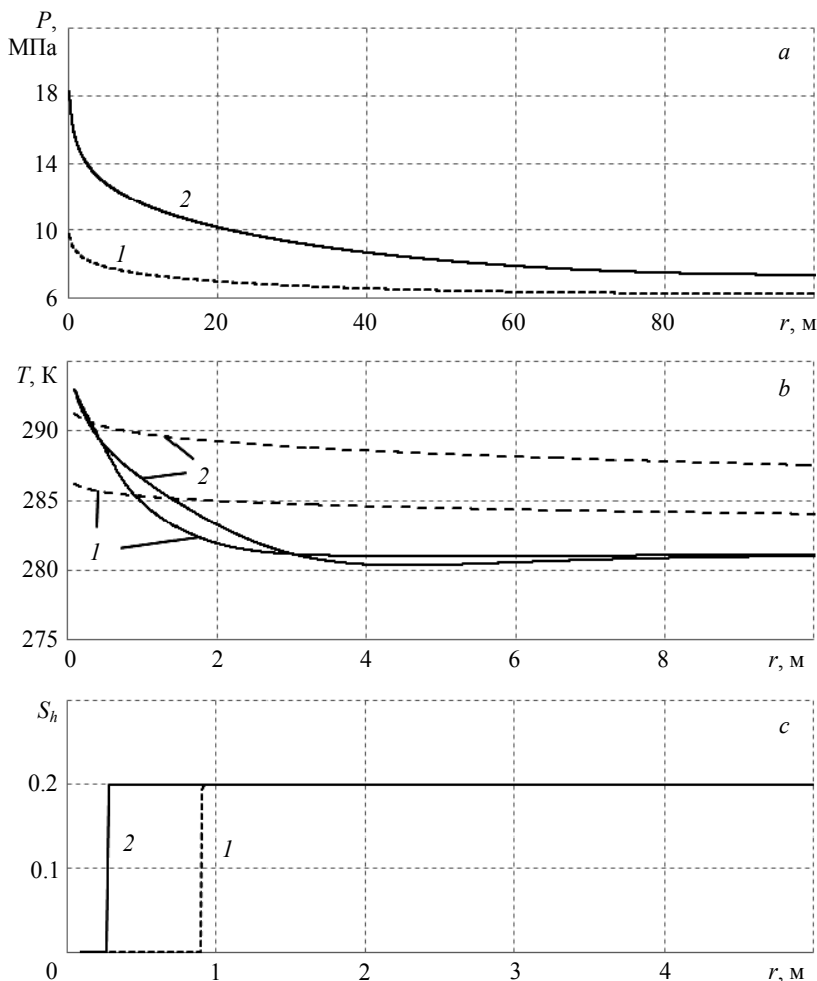


Рис. 5. Распределение по координате r давления (*a*), температуры (*b*) и гидратонасыщенности (*c*) при различных массовых расходах на скважине: линия 1 – 0.01 кг/(м·с); линия 2 – 0.05 кг/(м·с); на рис. 5, *b* сплошные линии соответствуют температуре в пласте, штриховые – равновесной температуре образования газового гидрата $T_s(p)$

Fig. 5. Distribution of the (*a*) pressure, (*b*) temperature, and (*c*) hydrate saturation along r -coordinate at various mass flow rates in the well: 1, 0.01 and 2, 0.05 kg/(m·s); the solid lines in Fig. 5*b* indicate the stratum temperature; the dashed lines, the equilibrium temperature of gas hydrate formation $T_s(p)$

Из данных, представленных на данном рисунке, видно, что реализуется фронтальная схема разложения газового гидрата. Также из рис. 5 следует, что с повышением массового расхода газа Q_e уменьшается протяженность области пористой среды (первая зона), в которой газовый гидрат уже разложился. Данное обстоятельство связано с тем, что с ростом величины Q_e повышается давление в пласте и соответственно увеличивается равновесная температура разложения гидрата, что и приводит к смещению границы фазовых переходов к левой границе.

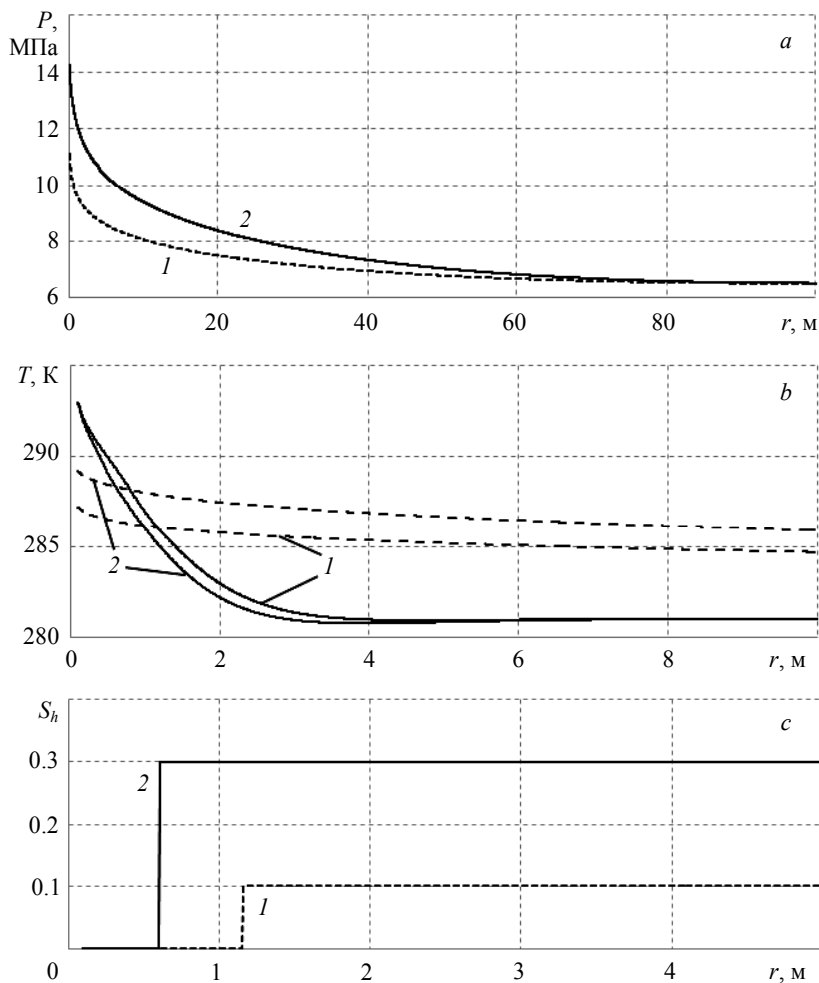


Рис. 6. Распределение давления (а), температуры (b) и гидратонасыщенности (с) при различной начальной гидратонасыщенности S_{h0} . Линии 1 и 2 соответствуют $S_{h0} = 0.1$ и 0.3 ; на рис. 6, b сплошные линии соответствуют температуре в пласте, штриховые – равновесной температуре образования газового гидрата $T_s(p)$

Fig. 6. Distribution of the (a) pressure, (b) temperature, and (c) hydrate saturation for various initial hydrate saturation S_{h0} . Lines 1 and 2 correspond to $S_{h0} = 0.1$ and 0.3 , respectively; the solid lines in Fig. 6b indicate the stratum temperature; the dashed lines, the equilibrium temperature of gas hydrate formation $T_s(p)$

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что увеличение массового расхода закачиваемого в гидратонасыщенный пласт газа не приводит к росту темпов разложения газогидрата.

На рис. 6 представлено распределение по длине пласта температуры и гидратонасыщенности при различных значениях исходной гидратонасыщенности пласта S_{h0} . Как следует из этого рисунка, чем больше значение S_{h0} , тем меньше протяженность первой зоны пласта, насыщенной газом и водой. Это обусловлено тем, что скорость движения границы диссоциации газогидрата определяется подводом тепла, поглощаемого при разложении гидрата, величина которого растет с повышением гидратонасыщенности. Разложение газового гидрата при всех взятых значениях начальной гидратонасыщенности происходит на фронтальной поверхности. Также стоит отметить, что большему значению S_{h0} соответствует меньшее значение температуры пласта. Данное обстоятельство обусловлено ростом величины охлаждения пласта за счет поглощения скрытой теплоты диссоциации гидрата метана.

Из данных, приведенных на рис. 6, видно, что большему значению начальной гидратонасыщенности в пласте соответствует большее значение давления на скважине и соответственно больший градиент давления. Это объясняется тем, что с ростом гидратонасыщенности уменьшается значение проницаемости для газа. А уменьшение проницаемости при неизменном заданном массовом расходе нагнетаемого в пласт газа требует повышения давления на скважине.

Заключение

Проведено численное исследование процесса закачки в залежь, насыщенную в начальном состоянии метаном и его гидратом, теплого (с температурой, большей исходной температуры пласта) газа. На основе уравнений механики многофазных сред предложена в плоскорадиальном приближении математическая модель, в которой учтены основные физические особенности этого процесса: неизотермическая фильтрация газа, разложение газового гидрата, реальные свойства газа, эффекты адиабатического охлаждения и Джоуля – Томсона. Проведен анализ влияния начальной гидратонасыщенности, массового расхода и температуры закачиваемого газа на характер распределения давления, температуры и гидратонасыщенности в пласте. Проведенное численное исследование процесса закачки теплого газа в гидратонасыщенную залежь не выявило таких значений параметров нагнетаемого газа и исходных параметров пласта, при которых могла бы возникнуть протяженная (объемная) зона разложения газового гидрата. То есть для изучаемой задачи характерным является фронтальный режим фазовых переходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. 208 с.
2. Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T.Y. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century // J. Petroleum Science and Engineering. 2007. V. 56. P. 14–31. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
4. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khasanov M.K. Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas // Int. J. Heat and Mass Transfer. 2015. V. 84. P. 1030–1039. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.01.105.

5. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. М.: Наука, 2016. 238 с.
6. Koh A.C., Sum A.K., Sloan E.D. State of the art: Natural gas hydrates as a natural resource // J. Natural Gas Science and Engineering. 2012. V. 8. P. 132–138. DOI: 10.1016/j.jngse.2012.01.005
7. Makogon Y.F. Natural gas hydrates – A promising source of energy // J. Natural Gas Science and Engineering. 2010. V. 2. Issue 1. P. 49–59. DOI: 10.1111/j.1540-4560.1945.tb01990.x
8. Yang J., Okwananke A., Tohidi B., Chuvilin E., Maerle K., Istomin V., Bukhanov B., Chermisin A. Flue gas injection into gas hydrate reservoirs for methane recovery and carbon dioxide sequestration // Energy Conversion and Management. 2017. V. 136. P. 431–438. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.043.
9. Васильев В.И., Попов В.В., Цыкин Г.Г. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2006. № 4. С. 127–134. DOI: 10.1007/s10697-006-0078-z.
10. Musakaev N.G., Borodin S.L., Khasanov M.K. The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost // Int. J. Heat and Mass Transfer. 2018. V. 118. P. 455–461. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127.
11. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., Ngoc Hai Duong Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide // Int. J. Heat and Mass Transfer. 2017. V. 107. P. 347–357. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.11.034.
12. Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. Инжекция жидкого диоксида углерода в частично насыщенный гидратом метана пласт // Прикладная механика и техническая физика. 2016. Т. 57. № 6. С. 139–149. DOI: 10.15372/PMTF20160616.
13. Moridis G.J. Numerical studies of gas production from methane hydrates // SPE 75691, presented at the SPE gas technology symposium. Calgary, 2002. DOI: 10.2118/75691-MS.
14. Musakaev N.G., Khasanov M.K. The self-similar solutions of the problem of carbon dioxide injection into the reservoir saturated with methane and its hydrate // AIP Conference Proceedings. 2016. V. 1770. 030106. DOI: 10.1063/1.4964048.
15. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А.С., Русинов А.А. Теоретическое моделирование процесса извлечения газа из пористой газогидратного пласта, частично насыщенного газом, с учетом теплового взаимодействия с окружающими породами // Теоретические основы химической технологии. 2016. Т. 50, № 4. С. 452–462. DOI: 10.7868/S004035711604014X.
16. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л., Бельских Д.С. Математическая модель и алгоритм решения задачи неизотермической фильтрации газа в пласте с учетом разложения гидрата // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математика. Механика. Физика. 2017. Т. 9. № 2. С. 22–29. DOI: 10.14529/mmph170203.
17. Столтовский М.В., Щеглова Е.П. О нагреве пористой среды при образовании газовых гидратов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2. № 2. С. 23–35. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-23-35
18. Бородин С.Л. Численные методы решения задачи Стефана // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Т. 1. № 3. С. 164–175.
19. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
20. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Влияние неизотермических эффектов на добычу газа в северных районах с учетом возможного гидратообразования в призабойной зоне скважин // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Математика, механика, информатика. 2012. Т. 12. № 4. С. 9–15.
21. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation // Heat and Mass Transfer. 2012. V. 48. Issue 9. P. 1589–1600. DOI 10.1007/s00231-012-1000-3.

22. Chernov A.A., Pil'nik A.A. Analytical solution of the problem of dissolved gas segregation in melt by the plain crystallization front // J. Crystal Growth. 2018. V. 483. P. 291–296. DOI: 10.1016/j.jcrysgro.2017.12.019.
23. Musakaev N.G., Borodin S.L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. 2016. V. 52. Issue 5. P. 981–991. DOI: 10.1007/s00231-015-1614-3.
24. Sloan E.D., Koh A.C. Clathrate Hydrates of Natural Gases. Third Edition. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2008. 730 p.
25. Musakaev N.G., Borodin S.L. To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide // MATEC Web of Conferences. 2017. V. 115. 05002. DOI: 10.1051/mateconf/201711505002.

Статья поступила 12.03.2018 г.

Musakaev N.G., Khasanov M.K., Borodin S.L., Belskikh D.S. (2018) NUMERICAL INVESTIGATION OF THE METHANE HYDRATE DECOMPOSITION IN THE PROCESS OF WARM GAS INJECTION INTO A HYDRATE-SATURATED RESERVOIR. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika* [Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics]. 56. pp. 88–101

DOI 10.17223/19988621/56/8

Keywords: gas hydrate, porous medium, non-isothermal filtration, hydrate decomposition.

Currently, natural reservoirs of the gas hydrates represent a serious alternative to the conventional sources of the natural gas due to a significant amount of hydrates and concentrated state of gas in them. The main methods for methane extraction from such reservoirs are the pressure reduction, heating hydrate-containing rocks, injecting carbon dioxide into the bed, injecting organic or saline solutions contributing to a gas hydrates' decomposition. A mathematical model in a flat-radial approximation is proposed in the paper, and the properties of warm gas (methane), whose temperature is higher than that of bed at the initial state, injecting into a natural stratum initially saturated with methane and its hydrate are investigated. The developed mathematical model considers the main physical particularities of a thermal effect on the hydrate-saturated reservoir, such as non-isothermal gas filtration, gas hydrate decomposition, real gas properties, adiabatic cooling effects, and the Joule-Thomson effect. The numerical solution to a one-dimensional problem describing distributions of the main parameters in the reservoir is obtained. An influence of the injected gas parameters and initial hydrate saturation of the bed on the intensity of methane hydrate decomposition is studied. It is shown that the gas hydrate decomposition during the process of a warm gas injection into the hydrate-saturated reservoir is characterized by a frontal mode of phase transitions.

MUSAKAEV Nail Gabsalyamovich (Doctor of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russian Federation). E-mail: musakaev@ikz.ru

KHASANOV Marat Kamilovich (Candidate of Physics and Mathematics, Sterlitamak Branch of the Bashkir State University, Sterlitamak, Russian Federation). E-mail: hasanovmk@mail.ru

BORODIN Stanislav Leonidovich (Candidate of Physics and Mathematics, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russian Federation). E-mail: borodin@ikz.ru

BELSKIKH Denis Sergeevich (Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation). E-mail: bedeser@yandex.ru

REFERENCES

1. Makogon Yu.F. (1974) *Gidraty prirodnikh gazov* [Hydrates of natural gases]. Moscow: Nedra.
2. Makogon Yu.F., Holditch S.A., Makogon T.Yu. (2007) Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 56. pp. 14–31. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.
3. Istomin V.A., Yakushev V.S. (1992) *Gazovye gidraty v prirodnikh usloviyakh* [Gas hydrates in the natural environment]. Moscow: Nedra.
4. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khasanov M.K. (2015) Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 84. pp. 1030–1039. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.01.105.
5. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G. (2016) *Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza* [Dynamics of the formation and decomposition of hydrates in the systems of gas production, transportation, and storage]. Moscow: Nauka.
6. Koh A.C., Sum A.K., Sloan E.D. (2012) State of the art: Natural gas hydrates as a natural resource. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 8. pp. 132–138. DOI: 10.1016/j.jngse.2012.01.005.
7. Makogon Y.F. (2010) Natural gas hydrates – A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2(1). pp. 49–59. DOI: 10.1111/j.1540-4560.1945.tb01990.x.
8. Yang J., Okwananke A., Tohidi B., Chuvilin E., Maerle K., Istomin V., Bukhanov B., Chermisin A. (2017) Flue gas injection into gas hydrate reservoirs for methane recovery and carbon dioxide sequestration. *Energy Conversion and Management*. 136. pp. 431–438. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.043.
9. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Tsyppin G.G. (2006) Numerical investigation of the decomposition of gas hydrates coexisting with gas in natural reservoirs. *Fluid Dynamics*. 41(4). pp. 599–605. DOI: 10.1007/s10697-006-0078-z.
10. Musakaev N.G., Borodin S.L., Khasanov M.K. (2018) The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 118. pp. 455–461. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127.
11. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., Ngoc Hai Duong (2017) Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 107. pp. 347–357. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.11.034.
12. Shagapov V.S., Khasanov M.K., Musakaev N.R. (2016) Injection of liquid carbon dioxide into a reservoir partially saturated with methane hydrate. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 57(6). pp. 1083–1092. DOI: 10.1134/S002189441606016X.
13. Moridis G.J. (2002) Numerical studies of gas production from methane hydrates. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 8(4). DOI: 10.2118/75691-MS.
14. Musakaev N.G., Khasanov M.K. (2016) The self-similar solutions of the problem of carbon dioxide injection into the reservoir saturated with methane and its hydrate. *AIP Conference Proceedings*. 1770(1). 030106. DOI: 10.1063/1.4964048.
15. Shagapov V.S., Chiglintseva A.S., Rusinov A.A. (2016) Theoretical modeling of gas extraction from a partially gas-saturated porous gas-hydrate reservoir with respect to thermal interactions with surrounding rocks. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 50(4). pp. 449–458. DOI: 10.1134/S004057951604045X.
16. Musakaev N.G., Borodin S.L., Belskikh D.S. (2017) Matematicheskaya model' i algoritm resheniya zadachi neizotermicheskoy fil'tratsii gaza v plaste s ucheto razlozheniya gidrata [Mathematical model and algorithm for solving the problem of non-isothermal gas filtration in reservoir in case of hydrate decomposition]. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Matematika. Mekhanika. Fizika*. 9(2). pp. 22–29. DOI: 10.14529/mmph170203.

17. Stolpovskiy M.V., Shcheglova E.P. (2016) O nagreve poristoy sredy pri obrazovanii gazovykh gidratov [On heating the porous media under gas hydrates formation]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika – Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2(2). pp. 23–35. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-23-35.
18. Borodin S.L. (2015) Chislennyye metody resheniya zadachi Stefana [Numerical solution of the Stefan's problem]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika – Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 1(3). pp. 164–175.
19. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993) *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra.
20. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. (2012) Vliyaniye neizotermicheskikh effektiv na dobychu gaza v severnykh rayonakh s uchetom vozmozhnogo gidratoobrazovaniya v pri-zaboynoy zone skvazhin [Influence of non-isothermal effects on gas production in northern regions with account for possibility of hydrate formation at the well bottom hole]. *Vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Matematika, mekhanika, informatika – Journal of Mathematical Sciences*. 12(4). pp. 9–15.
21. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. (2012) Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation. *Heat and Mass Transfer*. 48(9). pp. 1589–1600. DOI 10.1007/s00231-012-1000-3.
22. Chernov A.A., Pil'nik A.A. (2018) Analytical solution of the problem of dissolved gas segregation in melt by the plain crystallization front. *Journal of Crystal Growth*. 483. pp. 291–296. DOI: 10.1016/j.jcrysgro.2017.12.019.
23. Musakaev N.G., Borodin S.L. (2016) Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region. *Heat and Mass Transfer*. 52(5). pp. 981–991. DOI: 10.1007/s00231-015-1614-3.
24. Sloan E.D., Koh A.C. (2008) *Clathrate Hydrates of Natural Gases. Third Edition*. CRC Press, Taylor & Francis Group.
25. Musakaev N.G., Borodin S.L. (2017) To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide. *MATEC Web of Conferences*. 115. 05002. DOI: 10.1051/mateconf/201711505002.