



ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Э.А.БОНДАРЕВ, И.И.РОЖИН, К.К.АРГУНОВА

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН», Якутск, Россия

Для модельной задачи отбора реального газа из скважины в центре кругового пласта с непроницаемыми кровлей и подошвой выполнен анализ влияния начальных пластовых условий на динамику распределения его влагосодержания. Использовалась математическая модель неизотермической фильтрации, в которой теплопроводность считалась пренебрежимо малой по сравнению с конвективным переносом. Для ее замыкания использовалась эмпирическая зависимость коэффициента несовершенства газа от давления и температуры, апробированная в предыдущих публикациях авторов. Связь между влагосодержанием, давлением и температурой газа описывалась эмпирическими зависимостями, основанными на формуле Бюкачека. Вычислительный эксперимент выполнялся следующим образом. Вначале из численного решения осесимметричной задачи неизотермической фильтрации реального газа определились давление и температура газа при заданном давлении на забое скважины. При этом условия на внешней границе пласта имитировали водонапорный режим отбора газа. Затем эти найденные функции времени и координат использовались для вычисления аналогичной зависимости для влагосодержания. Результаты эксперимента показали, что если пластовая температура существенно превышает равновесную температуру гидратообразования, то распределение влагосодержания в призабойной зоне будет практически идентично распределению температуры. В противном случае газ будет содержать пары воды только вблизи забоя скважины, а далее его влагосодержание будет практически равно нулю. Роль давления и в том и в другом случаях проявляется через интенсивность отбора газа, от которого, в свою очередь, зависят и интенсивность конвективного переноса тепла, и степень охлаждения газа за счет дросселирования.

Ключевые слова: влагосодержание природных газов; неизотермическая фильтрация; газовые гидраты; вычислительный эксперимент

Как цитировать эту статью: Бондарев Э.А. Влагосодержание природного газа в призабойной зоне пласта / Э.А.Бондарев, И.И.Рожин, К.К.Аргунова // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 492-497. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.492

Введение. В недавней публикации авторов [1] описаны особенности добычи природного газа в Арктической зоне России, которые необходимо учитывать при математическом моделировании соответствующих технологических процессов. В ней же были приведены многочисленные примеры расчета образования газовых гидратов в скважинах и магистральных газопроводах. Настоящая публикация призвана дополнить статью [1] анализом динамики температуры и давления в призабойной зоне газовых скважин и оценкой влияния этих технологических параметров на влагосодержание добываемого газа. Актуальность решения такой задачи определяется тем воздействием, которое оказывает пластовая вода на гидратообразование в призабойной зоне, а также необходимостью осушки газа перед его подачей в магистральный газопровод. Кроме того, при существующей практике закачки в скважины метанола или других ингибиторов для предотвращения гидратообразования непосредственно в газоносном пласте необходимо предварительно вычислять расход этого реагента.

Равновесное влагосодержание природного газа. В пластах-коллекторах газовых и газоконденсатных месторождений газ контактирует с остаточной пластовой водой либо с краевыми и подстилающими водами и, следовательно, содержит пары воды. В условиях термодинамического равновесия их максимальное количество зависит от давления, температуры и состава газа [3-5, 7, 9]. Оно называется влагосодержанием w и в термодинамике определяется как отношение массы водяного пара $m_{\text{H}_2\text{O}}$ к массе сухого газа m_g . В инженерных расчетах из-за подражания переводным справочникам США в России под влагосодержанием понимается отношение массы водяных паров к приведенному к стандартным условиям объему сухого газа W в килограммах на 1000 m^3 .

Аналитические зависимости влагосодержания природных газов W от давления p в паскалях и температуры T являются модификациями формулы Бюкачека [13]:

$$W = \frac{A(T)}{p} + B(T), \quad (1)$$

где A – коэффициент, равный влагоемкости (влагосодержание в условиях насыщения) идеального газа при нормальном атмосферном давлении; B – поправка на неидеальность природного газа, зависящая от состава газа [4, 7].



Остановим свой выбор на соотношениях, предложенных в монографиях [3, 4] как наиболее употребительных:

$$WG(p, T) = 10^{-3} \left(\frac{0,457}{p} \exp\left(0,0735(T - 273,15) - 0,00027(T - 273,15)^2\right) \right) + \\ + 0,0418 \exp\left(0,054(T - 273,15) - 0,0002(T - 273,15)^2\right); \quad (2)$$

$$WB(p, T) = 0,016 \cdot 10^{-3} \left(\frac{0,1 ps(T)}{p} 47482 + 10^{-\frac{1713,3}{T} + 6,694} \right), \quad (3)$$

где $ps(T) = 0,0061038 \exp\left(0,0735(T - 273,15) - 0,00027(T - 273,15)^2\right)$ – давление водяных паров над чистой водой.

Соотношения (2), (3) рекомендуется использовать для природных газов с относительной плотностью по воздуху 0,6. Их идентичность демонстрирует рис.1. В дальнейших расчетах использовалась формула (3), так как ее легко модифицировать в случае, когда надо вычислять давление паров воды в газовой фазе, равновесной с гидратом. При этом вместо функции $ps(T)$ следует воспользоваться соответствующим эмпирическим соотношением, в качестве которого нами выбрана формула, предложенная в работе [4]:

$$p_{H_2O}^h(p, T) = \exp\left(29,396 - \frac{6234,874}{T} - 0,1593 \ln(p)\right). \quad (4)$$

Динамика влагосодержания в призабойной зоне газовых скважин. Влагосодержание, согласно соотношению (3), является функцией давления и температуры. Следовательно, чтобы определить характер ее распределения в призабойной зоне пласта, необходимо решить задачу неизотермической фильтрации реального газа при соответствующих граничных и начальных условиях.

Для математического описания отбора газа через одиночную скважину, расположенную в центре круговой залежи, воспользуемся системой уравнений, описывающей неизотермическую фильтрацию реального газа в пористой среде, в которой перенос энергии за счет теплопроводности считается пренебрежимо малым по сравнению с конвективным переносом [2, 11, 12]. Сведем исходные уравнения неизотермической фильтрации в осесимметричной постановке к безразмерным уравнениям относительно давления и температуры газа:

$$\frac{\partial}{\partial \bar{t}} \left(\frac{\bar{p}}{Z \bar{T}} \right) = \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{\bar{p}}{Z \bar{T}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} \right), \quad \bar{r}_b < \bar{r} < \bar{r}_k, \quad \bar{t} > 0; \quad (5)$$

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{t}} = \left(1 + \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \right) \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{t}} + \frac{c_p}{R} \frac{\bar{p}}{Z \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} - \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} \right)^2, \quad \bar{r}_b < \bar{r} < \bar{r}_k, \quad \bar{t} > 0; \quad (6)$$

где $\bar{t} = \kappa_p t / l^2$; $\bar{p} = p / p_0$; $\bar{T} = c_r T / m p_0$;

$\bar{r} = r / l$; $\bar{r}_b = r_b / l$; $\bar{r}_k = r_k / l$; c_p – удельная теплоемкость газа при постоянном давлении; c_r – объемная теплоемкость газонасыщенной пористой среды; k – коэффициент проницаемости; l – характерный размер; m – пористость; p – давление; R – газовая постоянная; r – радиальная координата; r_b – наружный радиус скважины; r_k – радиус контура пласта; T – температура; t – время; Z – коэффициент несовершенства газа; κ_p – коэффициент пьезопроводности газонасыщенной пористой среды, $\kappa_p = k p_0 / m \eta$; η – динамическая вязкость газа; нижний индекс

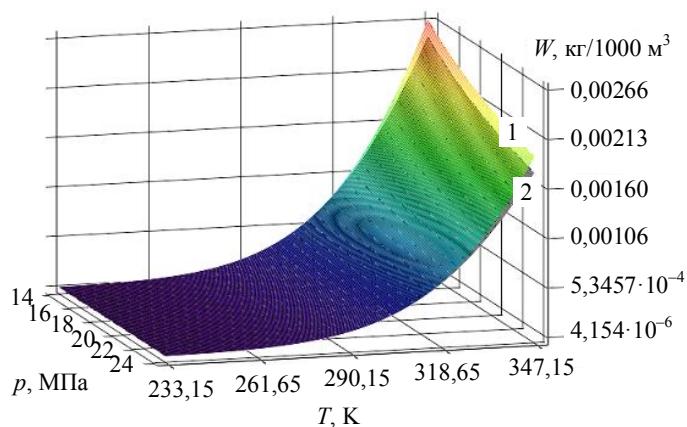


Рис.1. Зависимость влагосодержания природного газа от температуры и давления. Поверхность 1 построена по формуле (3), поверхность 2 – по формуле (2)



«0» соответствует начальному состоянию газоносного пласта. В дальнейшем черта над безразмерными переменными для удобства опускается.

В работе [10] показано, что с точки зрения технологии добычи режим отбора с постоянным давлением на забое скважины наиболее благоприятен, так как он обеспечивает более равномерное распределение давления по сравнению с режимом постоянного дебита. Тем самым на забое скважины задается постоянное давление газа

$$p = p_b; \quad r = r_b. \quad (7)$$

На контуре питания задаются условия, моделирующие отсутствие потоков фильтрующегося газа и тепла, т.е. описывается водонапорный режим отбора газа:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0; \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0; \quad r = r_k. \quad (8)$$

В начальный момент времени давление и температура считаются постоянными:

$$p(r, 0) = 1; \quad T(r, 0) = T_0; \quad r_b \leq r \leq r_k. \quad (9)$$

Следует отметить, что в данной постановке температура газа на забое скважины (при $r = r_b$) является искомой величиной, определяемой в ходе решения задачи, а уравнение (6) – квазилинейным гиперболическим уравнением первого порядка. Характеристики данного уравнения выходят из правой границы, поэтому граничного условия отсутствия теплового потока (8) достаточно для определения его единственного решения.

В качестве уравнения состояния принимается уравнение Латонова – Гуревича [8]

$$Z = \left(0,17376 \ln \left(\frac{mp_0}{c_r T_c} \right) + 0,73 \right)^{\frac{p_0}{p_c} p} + 0,1 \frac{p_0}{p_c} p, \quad (10)$$

где нижний индекс «с» соответствует критическому состоянию природного газа, который представляет собой смесь газов, в основном, парафинового ряда, начиная с метана.

Критические давление и температура газовой смеси определяются по правилу Кейя [14]:

$$p_c = \sum_{i=1}^n y_i p_{ci}; \quad T_c = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci},$$

где y_i , p_{ci} , T_{ci} – объемная доля, критические давление и температура i -го компонента природного газа.

Газовая постоянная газовой смеси определяется по формуле

$$R = 8,314 / \mu_g,$$

где $\mu_g = \sum_{i=1}^n y_i \mu_{gi}$ – молярная масса природного газа; μ_{gi} – молекулярный вес i -го компонента природного газа.

Расчеты выполнялись при следующих значениях параметров, соответствующих двум месторождениям Республики Саха (Якутия). 1. Средневилюйское: $R = 449,4 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$; $p_0 = 24 \text{ МПа}$; $T_0 = 323 \text{ К}$; $p_b = 14 \text{ МПа}$; $p_c = 4,6596 \text{ МПа}$; $T_c = 205,022 \text{ К}$; $c_p/R = 5,118$; $c_r/mp_0 = 1,234 \text{ 1/K}$; $a = 7,009 \text{ К}$ и $b = 178,28 \text{ К}$ – константы для вычисления равновесной температуры гидратообразования, найдены путем аппроксимации кривой термодинамического равновесия, определяемой по методике Слоана [15] или по методике Истомина [6] при известном составе газа (объемные доли), %: CH_4 90,34; C_2H_6 4,98; C_3H_8 1,74; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ 0,22; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ 0,41; C_5H_{12+} 1,55; CO_2 0,28; N_2 0,48; плотность газа по воздуху – 0,634.

2. Отрадниковское: $R = 438,3 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$; $p_0 = 18,835 \text{ МПа}$; $T_0 = 286,35 \text{ К}$; $p_b = 16,87 \text{ МПа}$; $p_c = 4,471 \text{ МПа}$; $T_c = 195,376 \text{ К}$; $c_p/R = 5,248$; $c_r/mp_0 = 3,539 \text{ 1/K}$; $a = 6,635 \text{ К}$; $b = 182,951 \text{ К}$; состав газа (объемные доли), %: CH_4 83,15; C_2H_6 4,16; C_3H_8 1,48; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ 0,17; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ 0,50;

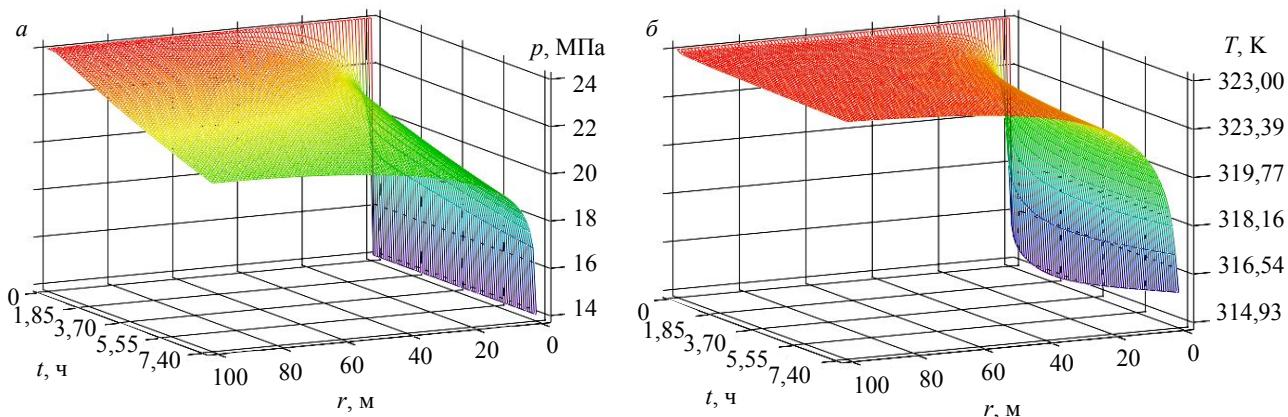


Рис.2. Динамика распределения давления (a) и температуры (б) в пласте для Средневилийского месторождения

$i\text{C}_5\text{H}_{12}$ 0,12; $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ 0,17; C_6H_{14} 0,17; C_7H_{16+} 0,28; CO_2 0,07; N_2 9,50; H_2 0,02; He 0,21; плотность газа по воздуху – 0,685.

Видно, что при примерно равной глубине продуктивного горизонта состав природного газа, а также пластовые условия этих месторождений существенно различны. Температура гидратообразования, вычисленная по формуле $T_h(p) = a \ln(p) + b$, при заданных забойных давлениях составляет для Средневилийского и Отраднинского месторождений соответственно 293,6 и 293,4 К. Таким образом во втором случае отбор газа будет сопровождаться образованием гидратов в призабойной зоне, так как начальная температура пласта ниже равновесной температуры гидратообразования. Отметим также, что для указанных значений относительной плотности газов поправочный коэффициент к формулам (2) и (3) равен 0,99, т.е. его можно не учитывать в последующих расчетах.

Анализ результатов вычислений начнем со Средневилийского месторождения. Предварительно заметим, что для указанных значений входных данных длительность переходных процессов изменения давления и температуры составляет несколько часов, поэтому здесь приводятся результаты расчетов, соответствующих этому периоду. На рис.2 представлены зависимости температуры и давления газа от времени и радиальной координаты.

Эти данные были использованы для вычисления аналогичной зависимости влагосодержания газа по формуле

$$w(r, t) = \frac{W(p, T)}{\rho(p, T)},$$

где ρ – плотность газа.

Результаты вычислений представлены на рис.3. Видно, что весовая доля паров воды в газе очень невелика, а форма поверхности $w(r, t)$ практически идентична поверхности $T(r, t)$. Следовательно, в случае контакта газа с водой его влагосодержание в основном определяется характером изменения температуры. Однако не следует забывать, что эти изменения зависят от интенсивности отбора газа, т.е. от изменения давления, от которого, в свою очередь, зависят и интенсивность конвективного переноса тепла, и степень охлаждения газа за счет дросселирования.

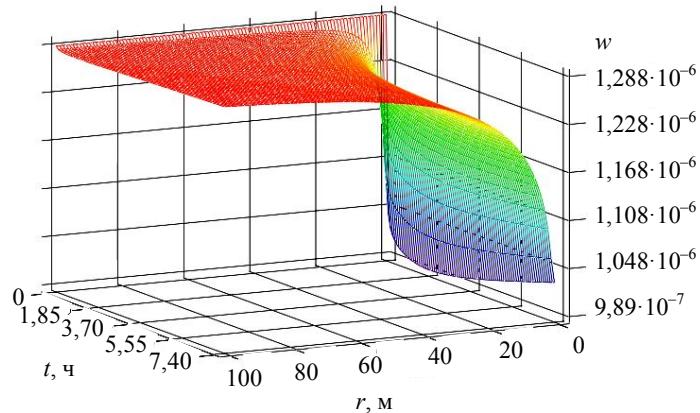


Рис.3. Динамика распределения влагосодержания газа в пласте для Средневилийского месторождения

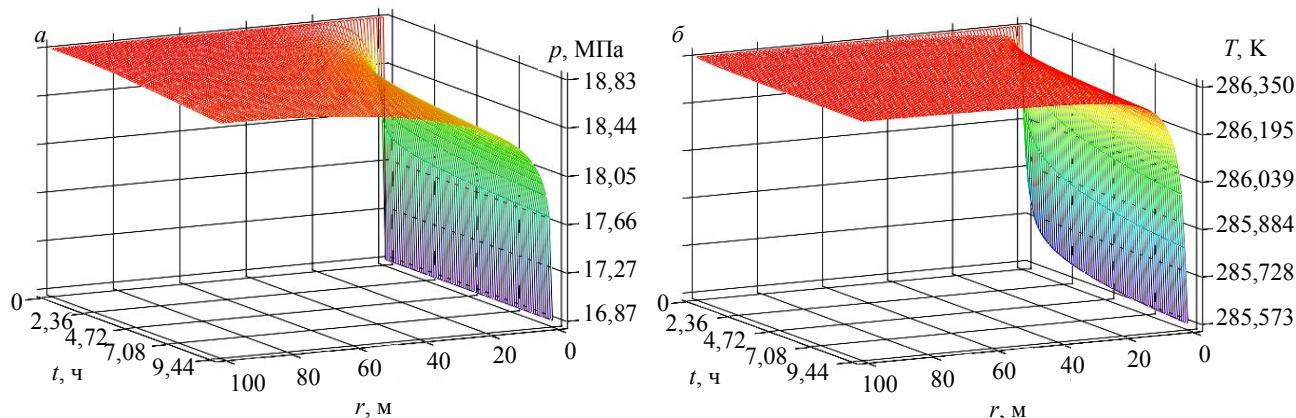


Рис.4. Динамика распределения давления (a) и температуры (б) в пласте для Отраднинского месторождения

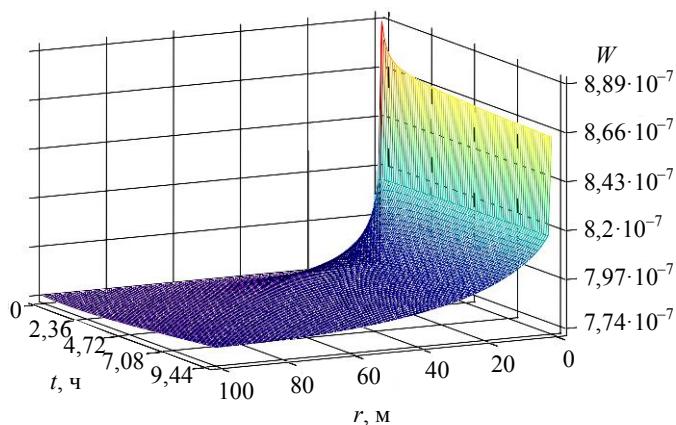


Рис.5. Динамика распределения влагосодержания газа в пласте для Отраднинского месторождения

влаги в газе близка по величине к предыдущему результату только в непосредственной близости от забоя скважины, а затем резко уменьшается почти до нуля (рис.5).

Заключение. В вычислительном эксперименте показано, что если пластовая температура существенно превышает равновесную температуру гидратообразования, то распределение влагосодержания в призабойной зоне будет практически идентично распределению температуры. В противном случае газ будет содержать пары воды только вблизи забоя скважины, а далее влагосодержание будет практически равно нулю. Роль давления и в том и в другом случаях проявляется через интенсивность отбора газа, от которого, в свою очередь, зависят и интенсивность конвективного переноса тепла, и степень охлаждения газа за счет дросселирования.

Благодарность. Работа выполнена в рамках Госзаказа ФАНО РФ (проект № IX.131.4.5, номер ФАНО 0377-2016-0003).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бондарев Э.А. Особенности математического моделирования систем добычи и транспорта природного газа в Арктической зоне России / Э.А.Бондарев, И.И.Рожин, К.К.Аргунова // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 705-716. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.705.
2. Бондарев Э.А. Плоскопараллельная неизотермическая фильтрация газа: роль теплопереноса / Э.А.Бондарев, К.К.Аргунова, И.И.Рожин // Инженерно-физический журнал. 2009. Т. 82. № 6. С. 1059-1065.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
4. Гужман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. Л.: Недра, 1980. 161 с.
5. Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах / Б.В.Дегтярев, Э.Б.Бухгалтер. М.: Недра, 1976. 197 с.
6. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А.Истомин, В.Г.Квон. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.



7. Коротаев Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов / Ю.П.Коротаев, А.М.Кулиев, Р.М.Мусаев. М.: Недра, 1973. 136 с.
8. Латонов В.В. Расчет коэффициента сжимаемости природных газов / В.В.Латонов, Г.Р.Гуревич // Газовая промышленность. 1969. № 2. С. 7-9.
9. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде: Справочное пособие. М.: Недра, 1991. 167 с.
10. Николаев В.Е. Численный анализ взаимодействия тепловых и гидродинамических процессов при фильтрации газа: Автореф. ... канд. физ.-мат. наук / Якутский государственный университет им. М.К.Аммосова. Якутск, 2000. 13 с.
11. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э.А.Бондарев, В.И.Васильев, А.Ф.Воеводин, Н.Н.Павлов, А.П.Шадрина. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1988. 272 с.
12. Bondarev E.A. Plane-parallel nonisothermal gas filtration: the role of thermodynamics / E.A.Bondarev, K.K.Argunova, I.I.Rozhin // Journal of Engineering Thermophysics. 2009. Vol. 18. № 2. P. 168-176. DOI: 10.1134/S1810232809020088.
13. Bukacek R.F. Equilibrium moisture content of natural gases // Research Bulletin. Institute of Gas Technology, Chicago, USA. 1955. Vol. 8. № 11. P. 20.
14. Kay W.B. Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industrial & Engineering Chemistry Research. 1936. Vol. 28. P. 1014-1019.
15. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D.Sloan, C.A.Koh. Boca Raton: Taylor & Francis Group/CRC Press, 2008. 720 p.

Авторы: Э.А. Бондарев, д-р техн. наук, главный научный сотрудник, bondarev@ipng.ysn.ru (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН», Якутск, Россия), И.И. Рожин, д-р техн. наук, ведущий научный сотрудник, i_rozhin@mail.ru (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН», Якутск, Россия), К.К. Аргунова, канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, akk@ipng.ysn.ru (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН», Якутск, Россия).

Статья поступила в редакцию 11.02.2018.

Статья принята к публикации 08.05.2018.