

УДК 622.279.72: 622.691.4

DOI: 10.15372/PMTF202215120

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ ГАЗОНОСНОГО ПЛАСТА И СКВАЖИНЫ ДЛЯ СЛУЧАЯ ЗАВИСИМОСТИ РАВНОВЕСНЫХ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ОТ СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

И. И. Рожин*, Г. И. Иванов*,**

* Институт проблем нефти и газа СО РАН Федерального исследовательского центра “Якутский научный центр СО РАН”, Якутск, Россия

** Северо-Восточный федеральный университет, Якутск, Россия

E-mails: rozhin@ipng.ysn.ru, ivganya@mail.ru

С использованием обобщенной математической модели неизотермической фильтрации природного газа в пористой среде и модифицированной квазистационарной модели образования (отложения) газовых гидратов в трубопроводах решена сопряженная задача для случая совместной работы системы газonosный пласт — скважина и дан прогноз изменения температуры, давления, влагосодержания газа и площади проходного сечения скважины. Установлено, что наличие слоя многолетнемерзлых пород большой толщины способствует ускорению процесса гидратообразования внутри скважины. Показано, что при учете минерализации пластовых вод продолжительность процесса полной закупорки скважины гидратами увеличивается.

Ключевые слова: гидратообразование, сопряженная задача теплообмена и неизотермической фильтрации, совместная работа системы отбора газonosный пласт — скважина, вычислительный эксперимент

Введение. Прогноз образования гидратов при добыче природного газа является одной из составных частей проекта разработки любого газового и газоконденсатного месторождения. Этот этап наиболее важен при добыче газа из месторождений северных и арктических регионов. До настоящего времени соответствующие инженерные расчеты выполнялись на основе сведений о термобарических условиях продуктивных пластов-коллекторов. Актуальность данного исследования обусловлена тем, что математическое моделирование, с высокой точностью описывающее многогранный процесс гидратообразования, позволяет определять риски возникновения аварийных ситуаций, а также прогнозировать и предотвращать гидратообразование в системах добычи и транспортировки природного газа.

В настоящее время для расчетов процесса образования гидратов при добыче природного газа используются математические модели, в которых предполагается, что этот процесс происходит при достаточном содержании влаги как в призабойной зоне пласта, так и в скважине. Таким образом, имитируется предельно опасная ситуация, т. е. используется инженерный принцип “запаса надежности”. В соответствующих проектных

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (№ 122011100157-5, научная тема FWRS-2021-0003).

© Рожин И. И., Иванов Г. И., 2023

решениях это приводит к завышению необходимого количества ингибитора гидратообразования. При оценке влагообмена между фильтрующимся газом и пластовой водой расчеты проводятся в рамках изотермических моделей фильтрации, что всегда вызывает увеличение влагосодержания газа, т. е. испарение пластовой воды и, следовательно, высушивание призабойной зоны. Это, в свою очередь, ведет к занижению количества образующегося гидрата. В то же время известно, что для образования гидратов в призабойной зоне и в газовых скважинах необходимо наличие свободной воды, при этом следует учитывать влияние ее минерализации на равновесные условия образования гидратов. Минерализация воды приводит к уменьшению равновесной температуры гидратообразования при заданном давлении или к повышению равновесного давления при заданной температуре. Это обусловлено уменьшением давления насыщенного пара воды при растворении в ней различных солей. В процессе отбора газа пластовое давление и температура уменьшаются, также по мере движения влажного газа от забоя к устью скважины уменьшаются давление и температура, что может способствовать выпадению солей.

Проблема образования и отложения газовых гидратов в стволе скважины рассматривалась в работах [1–3], в которых в стационарном случае при ряде упрощений получены аналитические распределения температуры и давления по стволу скважины. В работе [4] представлены результаты исследований динамики образования и диссоциации газогидратных отложений в горизонтальных трубопроводах. С использованием методов и уравнений механики многофазных сред построена математическая модель течения влажного природного газа в горизонтальном трубопроводе, сечение которого является переменным во времени и пространстве вследствие отложений на внутренних стенках канала газовых гидратов. Исследовано влияние на процесс гидратообразования таких факторов, как влагосодержание на входе в трубопровод, температура окружающего грунта, наличие и отсутствие теплоизоляции. Изучена динамика диссоциации газогидратных отложений при подаче в газовый поток метанола — термодинамического ингибитора гидратообразования. В работе [5] предложена математическая модель и построены аналитические решения задачи об увеличении толщины слоя гидрата при контакте гидратообразующего газа и воды для двух предельных режимов образования газового гидрата, определяемых процессами массопереноса и теплообмена. Возможность извлечения газа из газогидратного массива посредством циркуляции теплой воды через систему скважин рассмотрена в работе [6], в которой предложены технологическая схема и теоретическая модель данного процесса.

В работе [7] рассмотрен процесс тепломассопереноса в скважинах низкотемпературных газовых месторождений. Для этого разработана математическая модель сопряженной системы пласт — скважина — горные породы. В предположении постоянного теплового потока на стенке скважины выведено уравнение энергии для стационарного газового потока в скважине, для задачи о неизотермическом течении газа получены граничные условия сопряжения системы скважина — пласт. Также получены аналитические зависимости температуры газа от давления в стволе вертикальной скважины при отсутствии (наличии) многолетнемерзлых пород (ММП), которые удобно использовать для мониторинга температурного режима скважины. Доказано снижение давления в призабойной зоне, что необходимо учитывать при определении зон возможного гидратообразования, при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте.

В работе [8] предложена методика определения времени закупорки и продолжительности процесса гидратообразования в стволе скважины при ее взаимодействии с газоносным пластом. Численно решается сопряженная задача неизотермической фильтрации газа в пласте, течения газа в скважине, распространения тепла в горных породах и образования (отложения) газовых гидратов в скважине. При этом движение реального газа в скважине

описывается в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидрата и оттаивания ММП — в рамках обобщенной задачи Стефана.

В настоящей работе с использованием методики [8] исследовано влияние равновесных условий гидратообразования на процесс закупорки газодобывающих скважин гидратами при различных типе и степени минерализации пластовой воды. Согласно современным представлениям интенсивность образования гидратных отложений в основном определяется процессами теплообмена между слоем гидрата, газовым потоком в скважине и окружающими ее горными породами [4, 9, 10]. При этом полагается, что вблизи стенки скважины всегда имеется избыток гидратообразователей (газа и воды или водяного пара) и скорость влажного газа минимальна, вследствие чего происходит отложение и удержание кристаллов гидрата на стенке. Таким образом, влажный газ течет в круглом канале с переменным за счет наличия гидратного слоя сечением. Массовый расход газа значительно больше скорости увеличения массы гидратного слоя, поэтому переходными процессами в газе, связанными с переносом массы от газа к гидрату, можно пренебречь [9]. При этом для образования гидратных отложений на внутренней стенке скважины необходимо, чтобы ее температура была ниже температуры точки росы для влаги, содержащейся в газе, и равновесной температуры гидратообразования.

Постановка задачи. При пуске скважины после длительного простоя температура и давление влажного газа на забое скважины являются функциями, зависящими от времени. Для определения значений температуры и давления необходимо рассмотреть процесс течения газа в газоносном пласте. Будем полагать, что скважина использует всю мощность горизонтального газонасыщенного пласта, кровля и подошва которого непроницаемы для газа. В этом случае изменениями давления по вертикальной координате можно пренебречь и, как следствие, составляющие конвективного теплообмена и дросселирования по этой координате в уравнении энергии не учитывать. Далее используем модель, состоящую из системы дифференциальных уравнений термогидродинамического состояния недеформируемого пласта [9]. В двумерной осесимметричной постановке, т. е. при описании неизотермической фильтрации реального газа при его отборе (нагнетании) через одиночную скважину, расположенную в центре кругового пласта, и при условии его теплообмена с вмещающими горными породами, данная модель имеет вид [11]

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

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{t}} = \delta \frac{\partial^2 \bar{T}}{\partial \bar{z}^2} + \left(1 + \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \right) \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{t}} + \frac{c_p}{R} \frac{\bar{p}}{Z\bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} - \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} \right)^2, \quad (2)$$

$$\bar{r}_w < \bar{r} < \bar{r}_k, \quad 0 < \bar{z} < \bar{H}_r, \quad \bar{t} > 0,$$

где c_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении; $R = 8,314/\mu$ — газовая постоянная; $\mu = \sum_{i=1}^n y_i \mu_i$ — молярная масса газовой смеси; y_i , μ_i — объемная доля и молекулярная масса i -го компонента природного газа; $Z = Z(p, T)$ — коэффициент сжимаемости газа, представляющий собой эмпирическую функцию, зависящую от давления, температуры и состава газа.

При выводе уравнения энергии (2) также пренебрегалось теплопроводностью по радиальной координате в силу ее малости по сравнению с конвективной составляющей теплообмена. Система уравнений (1), (2) записана в следующих безразмерных переменных и обозначениях:

$$\bar{p} = \frac{p_r}{p_0}, \quad \bar{T} = \frac{c_r T_r}{m p_0}, \quad \bar{r} = \frac{r}{l}, \quad \bar{z} = \frac{z}{l}, \quad \bar{t} = \frac{\kappa_p t}{l^2}, \quad \delta = \frac{\kappa}{\kappa_p},$$

$$\varkappa = \frac{\lambda_r}{c_r}, \quad \varkappa_p = \frac{kp_0}{m\eta_g}, \quad \bar{r}_w = \frac{r_w}{l}, \quad \bar{r}_k = \frac{r_k}{l}, \quad \bar{H}_r = \frac{H_r}{l}.$$

Здесь p_r , T_r — давление и температура газонасыщенного пласта; p_0 — начальное давление пласта; c_r — объемная теплоемкость пласта; m — пористость; r — радиальная координата; l — характерный размер; z — вертикальная координата, отсчитываемая от кровли до подошвы пласта; t — время; $\varkappa$, $\varkappa_p$, λ_r — температуро-, пьезо- и теплопроводность насыщенного газом пласта соответственно; k — коэффициент проницаемости; η_g — динамическая вязкость газа; r_w — радиус скважины; r_k — радиус области влияния скважины; H_r — мощность пласта-коллектора.

Рассматривается режим отбора газа с постоянным массовым расходом

$$\frac{\bar{p}}{ZT} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} = A, \quad \bar{r} = \bar{r}_w, \quad (3)$$

где $A = m\eta_g l R M / (2\pi k H_r p_0 c_r r_w)$; M — массовый расход газа.

Внешняя граница пласта полагается непроницаемой и теплоизолированной:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} = 0, \quad \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} = 0, \quad \bar{r} = \bar{r}_k. \quad (4)$$

На кровле и подошве пласта-коллектора условия непроницаемости для газа и теплообмена газоносного пласта с вмещающими породами записываются в виде

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{z}} = 0, \quad \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{z}} = \bar{\alpha}(\bar{T} - \bar{T}_e), \quad \bar{z} = 0; \quad (5)$$

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{z}} = 0, \quad \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{z}} = \bar{\alpha}(\bar{T}_{e0} - \bar{T}), \quad \bar{z} = \bar{H}_r, \quad (6)$$

где $\bar{\alpha} = \alpha_e l / \lambda_r$ — число Био; α_e — коэффициент теплообмена между пластом-коллектором и горными породами; $\bar{T}_e$ — безразмерная температура горных пород на кровле с начальным значением $\bar{T}_{e0}$ (на подошве эта температура считается неизменной: $\bar{T}_e = \bar{T}_{e0}$).

В начальный момент времени пластовые давление и температура полагаются постоянными:

$$\bar{p}(\bar{r}, \bar{z}, 0) = 1, \quad \bar{T}(\bar{r}, \bar{z}, 0) = \bar{T}_0, \quad \bar{r}_1 \leq \bar{r} \leq \bar{r}_2, \quad 0 \leq \bar{z} \leq \bar{H} \quad (7)$$

(T_0 — начальная температура пласта).

В качестве уравнения состояния используется уравнение Латонова — Гуревича [12]

$$Z = (0,173\,76 \ln T + 0,73)^p + 0,1p, \quad (8)$$

где давление и температура отнесены к критическим параметрам p_c , T_c газовой смеси, которые определяются по правилу Кея [13]

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

(p_{ci} , T_{ci} — критические давление и температура i -го компонента природного газа).

Для описания процесса образования и отложения газовых гидратов в скважинах используется квазистационарная математическая модель [9, 14]. В этой модели движение реального газа в трубах описывается в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидрата — в рамках обобщенной задачи Стефана, в которой температура фазового перехода газ — гидрат существенно зависит от давления в потоке газа. Также в этой

модели, основанной на законах сохранения массы и энергии для потока газа, уравнения неразрывности, движения и энергии газа приведены к виду

$$\frac{dp}{dx} = -\rho_g g \sin \varphi - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4\rho_g S^{2,5} S_0^{2,5}}; \quad (9)$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi d \alpha}{c_p M} (T_e - T) - \frac{g}{c_p} \sin \varphi, \quad (10)$$

где p — давление газа в скважине; x — координата вдоль оси трубы; ρ_g — плотность газа; g — ускорение свободного падения; φ — угол наклона трубы, отсчитываемый от фиксированной горизонтальной плоскости; ψ — коэффициент гидравлического сопротивления; $M = \rho_g v S S_0$ — постоянный массовый расход газа; v — скорость течения газа; S — безразмерная площадь поперечного сечения; S_0 — размерная площадь поперечного сечения до образования гидратов; T — температура газа в скважине; ε — коэффициент дросселирования; d — диаметр проходного сечения; α — суммарный коэффициент теплопередачи; T_e — температура окружающих горных пород.

Плотность газа и коэффициент дросселирования связаны с давлением и температурой соотношениями

$$\rho_g = \frac{p}{ZRT}, \quad \varepsilon = \frac{RT^2}{c_p p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p. \quad (11)$$

Уравнение, описывающее изменение площади проходного сечения скважины S с течением времени, представим в безразмерном виде [14–16]

$$\frac{dS}{d\tau} = b_2 \frac{T_e - T_h(p)}{1 - b_2 \ln S} - b_1 \sqrt{S} (T_h(p) - T), \quad (12)$$

где $b_1 = \alpha_1 d_0 / (4\lambda_h)$; $b_2 = \alpha_2 d_0 / (4\lambda_h)$; α_1 — коэффициент теплообмена между газом и слоем гидрата; α_2 — коэффициент теплообмена между слоем гидрата и горной породой; d_0 — диаметр трубы до образования гидрата; $\tau = \lambda_h T_c t / (\rho_h q_h d_0^2)$ — безразмерное время; λ_h , ρ_h — теплопроводность и плотность гидрата; q_h — удельная теплота гидратообразования.

Равновесная температура гидратообразования определяется по формуле

$$T_h(p) = a \ln p + b, \quad (13)$$

где эмпирические коэффициенты a и b находятся путем аппроксимации кривой термодинамического равновесия гидратообразования, определяемого с помощью методик [17, 18] с учетом состава газа, типа и степени минерализации пластовых вод.

Поскольку теплообмен пласта-коллектора с вмещающими горными породами оказывает незначительное влияние на динамику полей давления и температуры газа [11], начальные условия для уравнений (9), (10), (12) можно сформулировать следующим образом:

$$p(0) = \frac{1}{H_r} \int_0^{H_r} p_r(r_w, z, t) dz, \quad T(0) = \frac{1}{H_r} \int_0^{H_r} T_r(r_w, z, t) dz, \quad S(0) = \text{const}. \quad (14)$$

Для модификации уравнения (12) для случая зависимости коэффициента α_1 от изменяющейся во времени площади проходного сечения используется выражение, выведенное из полуэмпирической формулы для коэффициента теплопередачи при турбулентном течении газа в трубах [14–16, 19]:

$$\frac{\alpha_1 D_0}{\lambda_g} = 0,023 \text{Pr}^{0,43} \left(\frac{4M}{\pi D_0 \eta_g} \right)^{0,8} \frac{1}{S^{0,9}} \quad (15)$$

($\text{Pr} = \eta_g c_p / \lambda_g$ — число Прандтля; λ_g — теплопроводность газа).

В сечениях скважины, где образуется гидратный слой, т. е. безразмерная площадь проходного сечения S меньше единицы, коэффициент теплообмена в уравнении (10) вычисляется по формуле (15), при этом значение температуры горных пород T_e заменяется на значение равновесной температуры гидратообразования T_h .

Для определения температуры T_e полагается, что поток тепла распространяется строго в радиальном направлении. Тогда в каждом сечении скважины температурное поле в окружающих горных породах будем определять из решения дифференциального уравнения теплопроводности

$$\tilde{C}(T_e) \frac{\partial T_e}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda(T_e) \frac{\partial T_e}{\partial r} \right), \quad r_w < r < r_k, \quad t > 0, \quad (16)$$

где теплопроводность $\lambda(T_e)$ и объемная теплоемкость горных пород $\tilde{C}(T_e)$ в области многолетней мерзлоты являются кусочно-постоянными функциями температуры. Полученная задача типа задачи Стефана решается методом сквозного счета со сглаживанием разрывных коэффициентов [20, 21] без выделения явной границы раздела фаз. При этом скрытая теплота фазового перехода $W = q_{ph} \rho_e \omega_e$ вводится в выражение для коэффициента $\tilde{C}(T_e)$ в качестве сосредоточенной теплоемкости (q_{ph} — удельная теплота фазового перехода лед — вода; ρ_e , ω_e — плотность и массовая влажность горных пород). В сечениях скважины от забоя до подошвы ММП коэффициенты уравнения (16) являются постоянными и оно может быть решено с помощью стандартных методов.

Связь между параметрами сечений описывается решением уравнения (10) и граничным условием на внешней стенке скважины:

$$\lambda(T_e) \frac{\partial T_e}{\partial r} = \alpha(T_e - T), \quad r = r_w. \quad (17)$$

На расстоянии от скважины, равном радиусу области теплового влияния, принятому равным радиусу области влияния скважины на газоносный пласт, ставится условие тепловой изоляции

$$\frac{\partial T_e}{\partial r} = 0, \quad r = r_k. \quad (18)$$

Начальное распределение температуры горных пород в момент пуска скважины после длительного простоя задается в виде

$$T_e = \begin{cases} T_{e0} - \Gamma_1 x, & 0 \leq x \leq L - H, \\ T_{ph} - \Gamma_2(x - L + H), & L - H < x \leq L, \end{cases} \quad (19)$$

где H — мощность ММП; L — глубина скважины; T_{e0} — температура на забое скважины; T_{ph} — температура фазового перехода лед — вода; Γ_1 , Γ_2 — геотермические градиенты талых и мерзлых горных пород, определяемые из условий $T_e|_{x=L-H} = T_{ph}$; $T_e|_{x=L} = T_s$ — температура мерзлых горных пород на дневной поверхности Земли.

Таким образом, полная математическая модель совместной работы газоносного пласта и скважины при их тепловом взаимодействии с окружающими горными породами состоит из уравнений (1)–(19). Новизна настоящего исследования заключается в совместном рассмотрении неизоэнтальпического течения природного газа в призабойной зоне и в стволе газовых скважин с учетом образования (диссоциации) гидратов, а также теплового взаимодействия с окружающими ММП, т. е. путем объединения математических моделей решается сопряженная задача для системы газоносный пласт — скважина. В этой обобщенной модели при расчете равновесных условий гидратообразования учитывается влияние типа и степени минерализации пластовых вод. Для этого вычисленная равновесная кривая гидратообразования (без ингибитора) пересчитывается по методике [18] в зависимости от типа

и степени минерализации вод либо определяется по программе CSMHyd [17]. Полученные зависимости равновесной температуры T_h от давления p следует аппроксимировать с помощью логарифмической функции (13).

Алгоритм численной реализации. Для численного решения задачи отбора газа уравнение энергии (2) с использованием метода слабой аппроксимации [22] расщепляется по пространственным переменным:

$$\frac{1}{2} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{t}} = \left(1 + \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}}\right) \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{t}} + \frac{c_p}{R} \frac{\bar{p}}{Z \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} - \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}}\right)^2; \quad (20)$$

$$\frac{1}{2} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{t}} = \delta \frac{\partial^2 \bar{T}}{\partial \bar{z}^2}. \quad (21)$$

Численная реализация проводится по следующему алгоритму.

1. Вводятся пространственно-временные сетки расчетных областей: двумерная — для пласта и окружающих скважину горных пород, одномерная — для скважины. Задаются начальные параметры модели.

2. Решается задача об отборе газа через одиночную скважину, определяются давление и температура на забое скважины:

2.1. Для каждого фиксированного значения i_z ($i_z = 0, 1, \dots, N_z$, где N_z — количество узлов по вертикальной координате i_z) из уравнения (1) с помощью метода прогонки по неявной схеме вычисляется давление в узлах расчетной сетки на новом временном шаге $(p_r)_{ir,iz}^{new}$ ($i_r = 0, 1, \dots, N_r$, где N_r — количество узлов по радиальной координате r). Коэффициенты уравнения (1) вычисляются при итерационных значениях температуры $(T_r)_{ir,iz}^{iter}$ и давления $(p_r)_{ir,iz}^{iter}$.

2.2. Для каждого фиксированного значения i_z из уравнения (20) с помощью метода сквозного счета по неявной схеме рассчитывается температура на промежуточном шаге по времени $(T_r)_{ir,iz}^{int}$, где коэффициенты уравнения определяются при известных значениях $(p_r)_{ir,iz}^{new}$ и $(T_r)_{ir,iz}^{iter}$.

2.3. Для каждого фиксированного значения i_r из уравнения (21) с использованием метода прогонки по неявной схеме рассчитывается температура на новом временном шаге $(T_r)_{ir,iz}^{new}$ при известных $(T_r)_{ir,iz}^{int}$ и значениях температуры горных пород на предыдущем временном шаге $(T_e)_{ir,ix}^{prev}$ ($i_x = 0, 1, \dots, N_x$, где N_x — количество узлов по координате x вдоль трубы).

2.4. Определяется максимальная относительная погрешность между итерационными и новыми значениями параметров, и в случае, если она удовлетворяет заданной точности, по уравнениям (14) рассчитываются значения давления и температуры на забое скважины (p_{ix} и T_{ix} при $i_x = 0$) и осуществляется переход к следующему шагу (к п. 3), в противном случае — к новой итерации (к подп. 2.1).

3. Из системы (9), (10) с помощью метода Рунге — Кутты четвертого порядка точности вычисляются значения давления p_{ix} и температуры T_{ix} газа в узлах разностной сетки при взятых на предыдущем временном шаге значениях площади проходного сечения скважины S_{ix}^{prev} .

4. Для каждого фиксированного значения i_x из уравнения (12) с использованием метода Рунге — Кутты четвертого порядка точности вычисляются значения площади проходного сечения на новом временном шаге S_{ix}^{new} . При этом коэффициенты уравнения определяются при известных значениях S_{ix}^{prev} , p_{ix} и T_{ix} .

5. Определяется температурное распределение в массиве горных пород:

5.1. Для каждого фиксированного значения i_x из уравнения (16) с помощью метода прогонки по неявной схеме рассчитывается температура горных пород на новом времен-

ном шаге $(T_e)_{ir,ix}^{new}$, где коэффициенты уравнения определяются при известных значениях $(T_e)_{ir,ix}^{iter}$.

5.2. Определяется максимальная относительная погрешность между итерационными и новыми значениями температуры. В случае если ошибка удовлетворяет заданной точности, осуществляется переход к новому временному шагу (к п. 2), в противоположном случае — к новой итерации (к подп. 5.1).

В пп. 3, 4 проверяются условия $p_{ix} \leq 0$ или $S_{ix}^{new} \leq 0$, при выполнении которых расчет останавливается.

Результаты вычислительного эксперимента. Численные расчеты проводились с целью сравнения параметров работы скважин № 314-2, 314-3 Отрадинского газоконденсатного месторождения. Природный газ в скважине № 314-2 имеет следующий состав (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, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 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; в скважине № 314-3 — состав CH_4 — 84,89, C_2H_6 — 4,55, C_3H_8 — 1,26, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,151, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,353, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,1007, $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,117, C_6H_{14} — 0,097, CO_2 — 0,045, N_2 — 8,12, H_2 — 0,0383, He — 0,282.

Расчеты выполнялись при исходных данных, соответствующих параметрам двух указанных скважин [23–25]: $\alpha = \alpha_e = 5,82$ Вт/(м²·К), $\varphi = 90^\circ$, $\psi = 0,02$, $\rho_h = 920$ кг/м³, $q_h = 510\,000$ Дж/кг, $\lambda_h = 1,88$ Вт/(м·К), $\lambda_g = 0,0307$ Вт/(м·К), $c_p = 2300$ Дж/(кг·К), $\eta_g = 2,16 \cdot 10^{-5}$ Па·с, $T_{ph} = 273,15$ К, $q_{ph} = 334\,400$ Дж/кг, $r_k = r_w + 200$ м; остальные параметры приведены в табл. 1–4.

Отрадинское месторождение расположено на северном борту Ньюско-Джербинской впадины Предпатомского краевого прогиба вблизи его сочленения с внутренней областью Сибирской платформы. Выбор данного месторождения обусловлен тем, что пластовая температура близка к равновесной температуре гидратообразования, а пластовое давление достаточно высокое. При таких условиях возникает опасность образования газовых гидратов непосредственно на забое и в стволе скважин, что может привести либо к снижению их пропускной способности, либо к полной закупорке.

Приведем результаты вычислений пластовых параметров в случае минерализации вод хлоридно-натриевого (NaCl) типа (рис. 1), поскольку данному типу, как показано ниже, соответствует наибольший промежуток времени с момента пуска до момента полной закупорки скважин гидратами. На рис. 1 видно, что при отборе газа с постоянным массовым

Таблица 1

Значения параметров для модели течения газа в пласте

Номер скважины	p_0 , МПа	T_0 , К	r_w , м	H_r , м	$k \cdot 10^{12}$, м ²	m	λ_r , Вт/(м·К)	$c_r \cdot 10^{-6}$, Дж/(м ³ ·К)
314-2	18,835	286,35	0,073	6,8	0,0611	0,090	2,326	6
314-3	18,220	287,65	0,084	9,8	0,0634	0,067	2,326	6

Таблица 2

Значения параметров для модели течения газа в трубе

Номер скважины	M , кг/с	L , м	H , м	R , Дж/(кг·К)	p_c , МПа	T_c , К	T_{e0} , К	T_s , К
314-2	2,86	2480	680	438,273	4,471	195,376	286,48	271,15
314-3	2,36	2535	300	453,846	4,494	194,330	287,91	272,15

Таблица 3
Значения параметров равновесной температуры гидратообразования

Номер скважины	Тип минерализации пластовых вод	Массовая доля соли, %	a , К	b , К
314-2	Без учета солей	—	7,548	168,803
	NaCl	12	8,356	151,468
	CaCl ₂	12	8,240	153,558
314-3	Без учета солей	—	7,622	167,434
	NaCl	12	6,386	180,875
	CaCl ₂	12	6,433	180,482

Таблица 4
Значения параметров окружающих скважины горных пород

Глубина, скважины, м	ρ_e , кг/м ³	ω_e	λ_{th} , Вт/(м·К)	λ_{fr} , Вт/(м·К)	C_{th} , кДж/(м ³ ·К)	C_{fr} , кДж/(м ³ ·К)
0 ÷ 30	1900	0,23	1,20	2,57	3868	2950
30 ÷ 135	2440	0,05	2,26	2,67	3280	3178
135 ÷ H	2800	0,01	3,56	3,74	3186	3127
H ÷ L	2800	0,01	3,56	—	3186	—

Примечание. Индексы “ th ” и “ fr ” соответствуют талой и мерзлой зонам.

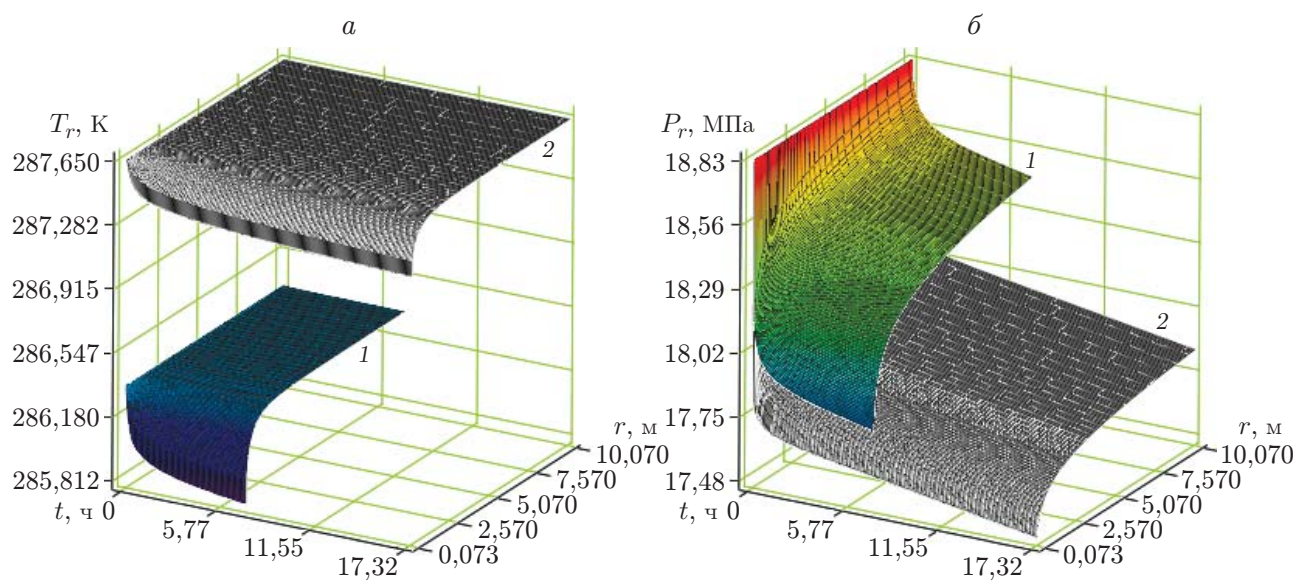


Рис. 1. Распределения температуры (а) и давления (б) в призабойной зоне пласта во времени и по радиальной координате на плоскости $z = H_r/2$:
1 — для скважины № 314-2, 2 — для скважины № 314-3

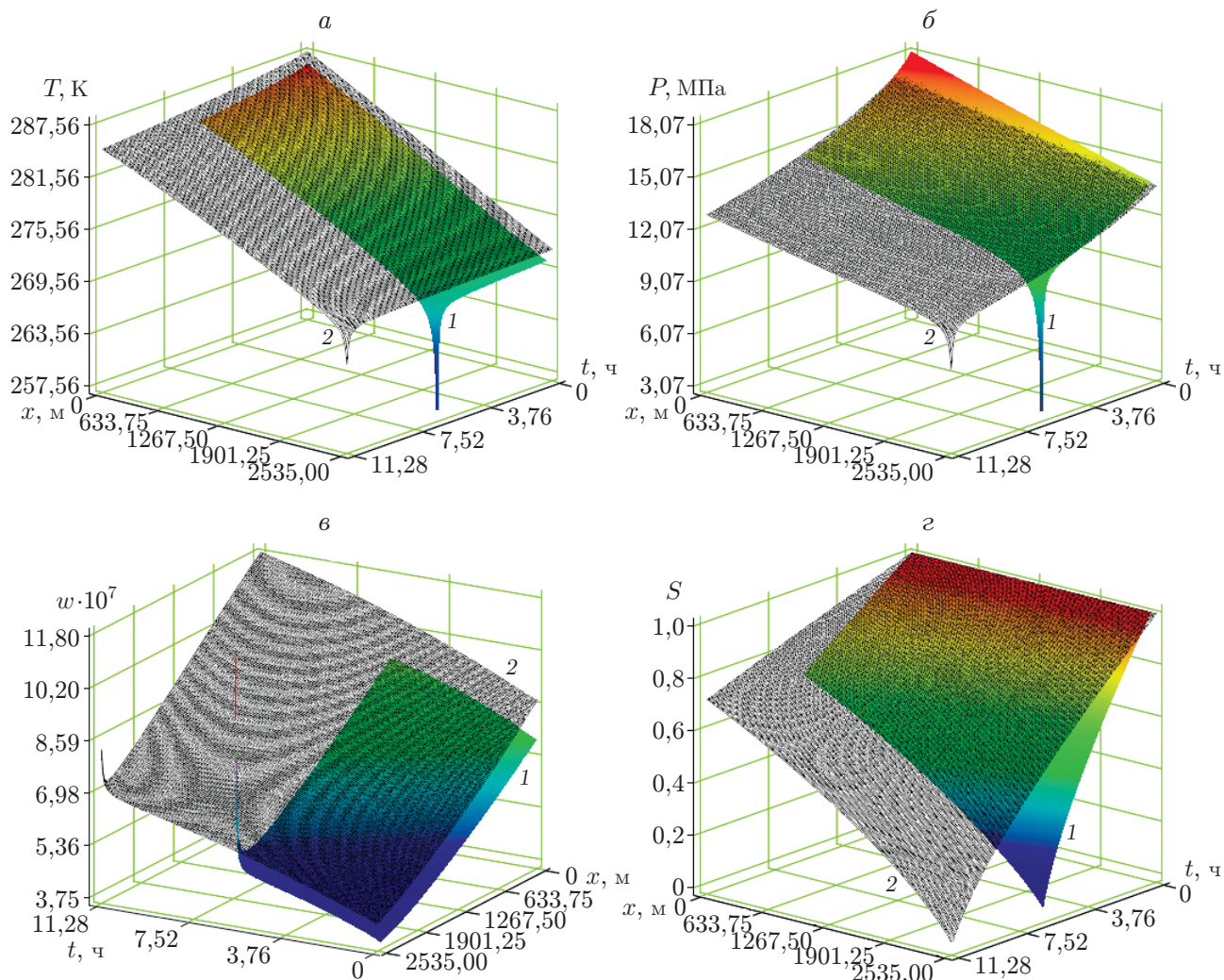


Рис. 2. Распределения температуры (а), давления (б), влагосодержания газа (в) и безразмерной площади проходного сечения (г) по глубине и во времени: 1 — для скважины № 314-2, 2 — для скважины № 314-3

расходом пластовые температура и давление убывают со временем и по мере приближения к скважине. Наибольший перепад давления за все расчетное время наблюдается на забое скважины (см. рис. 1, б), соответственно эффект Джоуля — Томсона наиболее выражен также на забое, что подтверждают результаты, приведенные на рис. 1, а (газ резко охлаждается).

В случае отсутствия солей, т. е. без учета минерализации пластовых вод, время с момента пуска до момента закупорки скважины № 314-2 составило 5,98 ч, скважины № 314-3 — 11,28 ч (см. рис. 2). Такое различие обусловлено тем, что при практически одинаковых условиях (конструкция скважин, состав природного газа, тип и степень минерализации пластовых вод, пластовые условия, термобарические условия гидратообразования) мощность ММП для скважины № 314-3 (300 м) меньше мощности ММП для скважины № 314-2 (680 м) и газ охлаждается менее интенсивно. Однако массовый расход газа для скважины № 314-2 на 0,5 кг/с больше. Таким образом, наибольшее влияние на продолжительность процесса полной закупорки скважины гидратами оказывает мощность ММП, т. е. тепловое взаимодействие с окружающими ММП.

На рис. 2,а видно, что температура газа во всем стволе скважины № 314-3 выше, чем температура газа в скважине № 314-2, так как пластовая температура больше на 1,3 К. В момент закупорки скважины № 314-2 температура на забое скважины составила 283,97 К, а на устье — 248,60 К (поверхность 1 на рис. 2,а (последнее значение не показано)). Для скважины № 314-3 в момент остановки отбора газа температура на забое составила 284,70 К, на устье — 266,98 К (поверхность 2 на рис. 2,а). Резкое уменьшение температуры и давления в приустьевой зоне скважин (см. рис. 2,а,б) обусловлено сужением проходного сечения и соответственно охлаждением газа вследствие влияния эффекта Джоуля — Томсона. На рис. 2,б видно, что в конце расчетного интервала времени, т. е. при завершении отбора газа, давление газа на устье скважины № 314-3 больше, чем на устье скважины № 314-2. В момент закупорки значения давления газа на забое и устье скважины № 314-2 соответственно составляют 14,28 и 0,0004 МПа (поверхность 1 на рис. 2,б (последнее значение не показано)), а для скважины № 314-3 — 12,89 и 7,47 МПа (поверхность 2 на рис. 2,б).

В вычислительном эксперименте анализировалась также динамика влагосодержания природного газа в скважине, оценка которого необходима для технологических расчетов при добыче, подготовке и транспортировке газа. Знание динамики влагосодержания природного газа позволяет рассчитать расход ингибиторов гидратообразования перед их закачкой в скважины, а также принять решение о необходимости осушки газа перед его подачей в магистральный газопровод.

Расчет влагосодержания газа проводился по методике, предложенной в работах [26, 27], в которых связь между влагосодержанием W , давлением p и температурой T описывается эмпирическими зависимостями, основанными на формуле Бюкачека [28, 29]:

$$W(p, T) = 0,016 \cdot 10^{-3} \left(\frac{0,1ps(T)}{p} \cdot 47\,482 + 10^{-1713,3/T+6,694} \right),$$

где $ps(T) = 0,006\,103\,8 \exp(0,0735(T - 273,15) - 0,000\,27(T - 273,15)^2)$ — давление водяных паров над чистой водой. Для вычисления влагосодержания природного газа, находящегося в равновесии с газовым гидратом, вместо функции $ps(T)$ используется соотношение [30]

$$p_{\text{H}_2\text{O}}^h(p, T) = \exp \left(29,396 - \frac{6234,874}{T} - 0,1593 \ln(p) \right).$$

С помощью найденных значений температуры и давления определяется влагосодержание:

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

В работе [26] выполнен анализ динамики температуры и давления в пласте и их влияния на влагосодержание добываемого газа, а в работе [27] исследуется изменение влагосодержания газа в призабойной зоне и стволе скважины при ее совместной работе с пластом-коллектором.

Установлено, что влагосодержание газа во всем стволе скважины № 314-3 больше, чем в скважине № 314-2 (см. рис. 2,в). Это можно объяснить большими значениями давления и температуры газа во всем стволе скважины № 314-3 по сравнению со скважиной № 314-2 (см. рис. 2,а,б). В момент закупорки гидратами скважины № 314-2 влагосодержание на устье достигает значения $w = 0,927$ (поверхность 1 на рис. 2,в (данное значение не показано)), а для скважины № 314-3 — $w = 8,27 \cdot 10^{-7}$ (поверхность 2 на рис. 2,в). Резкое увеличение влагосодержания в приустьевых зонах скважин соответствует такому же падению давления и температуры (см. рис. 2,а,б).

Из рис. 2,г следует, что гидраты образуются во всем стволе скважин, но наиболее интенсивно этот процесс происходит в верхней части ствола, длина которой приблизительно соответствует мощности ММП. Начальное значение безразмерной площади сечения

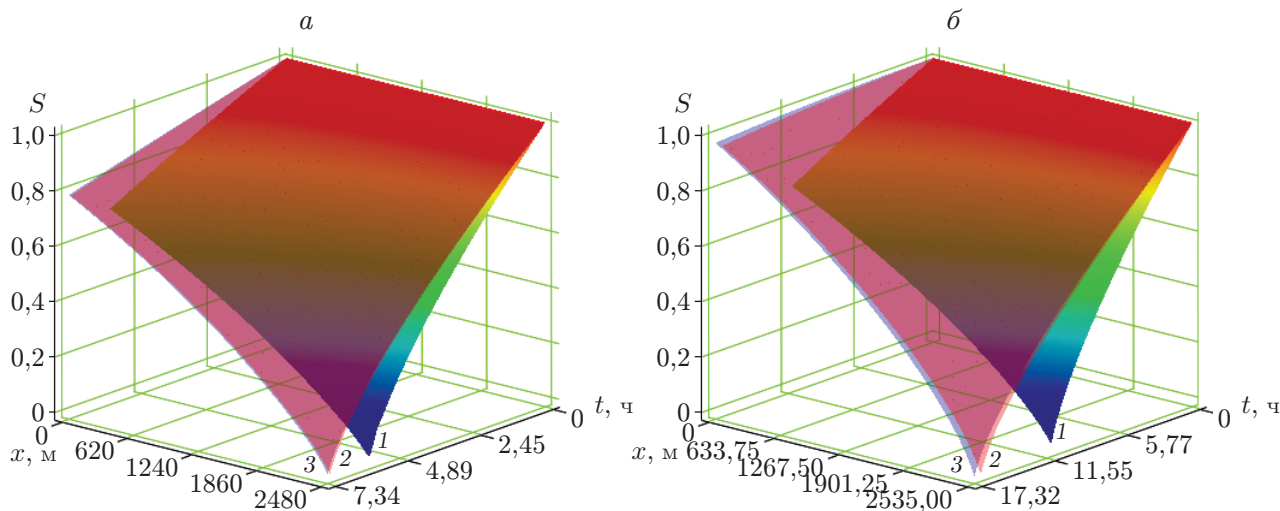


Рис. 3. Распределение безразмерной площади проходного сечения скважин № 314-2 (а) и № 314-3 (б) по длине и во времени:

1 — без учета минерализации, 2 — с учетом минерализации пластовых вод хлоридно-кальциевого типа, 3 — с учетом минерализации хлоридно-натриевого типа

скважины $S(0) = 1$ соответствует отсутствию газовых гидратов. При полной закупорке скважины № 314-2 на забое за 5,98 ч будет перекрыто 31,8 % площади проходного сечения (поверхность 1 на рис. 2,з). За 11,28 ч работы скважины № 314-3 на забое будет перекрыто 28,2 % площади проходного сечения (поверхность 2 на рис. 2,з). Такое различие обусловлено тем, что при меньшей мощности ММП газ не успевает существенно охладиться.

При учете минерализации пластовых вод значительно увеличивается время с момента пуска до момента полной закупорки скважин. Для скважины № 314-2 это время составило 7,34 и 7,26 ч при минерализации пластовых вод NaCl- и CaCl_2 -типов, для скважины № 314-3 — 17,32 и 16,82 ч соответственно.

Увеличение продолжительности (почти в 1,23 раза) процесса полной закупорки скважин гидратами обусловлено тем, что при учете минерализации пластовых вод гидраты образуются при более низких температурах в заданном диапазоне значений давления.

На рис. 3 показаны результаты расчета безразмерной площади проходного сечения скважин № 314-2, 314-3 с учетом типа и степени минерализации пластовых вод и без учета минерализации. В момент закупорки скважины № 314-2 на забое будет перекрыто 22,3 % площади проходного сечения при учете минерализации пластовых вод CaCl_2 -типа (поверхность 2 на рис. 3,а) и 21,8 % площади проходного сечения при учете минерализации NaCl-типа (поверхность 3 на рис. 3,а). Если в расчетах минерализацию вод не учитывать, то перекрывается 31,8 % площади проходного сечения.

В момент закупорки скважины № 314-3 перекрывается 28,2 % площади поперечного сечения забоя в случае, когда минерализация вод не учитывается (поверхность 1 на рис. 3,б), и 4,8 и 2,9 % соответственно при учете минерализации пластовых вод CaCl_2 - и NaCl-типов (т. е. за время закупорки скважины на забое образуется меньше гидратов). Вследствие малого содержания солей в пластовых водах (массовая доля — 12 %) время образования гидратной пробки и изменение площади проходного сечения скважин практически не зависят от типа минерализации.

Сравним результаты вычислений изменения температуры, давления, влагосодержания газа и площади проходного сечения для двух скважин при учете минерализации пла-

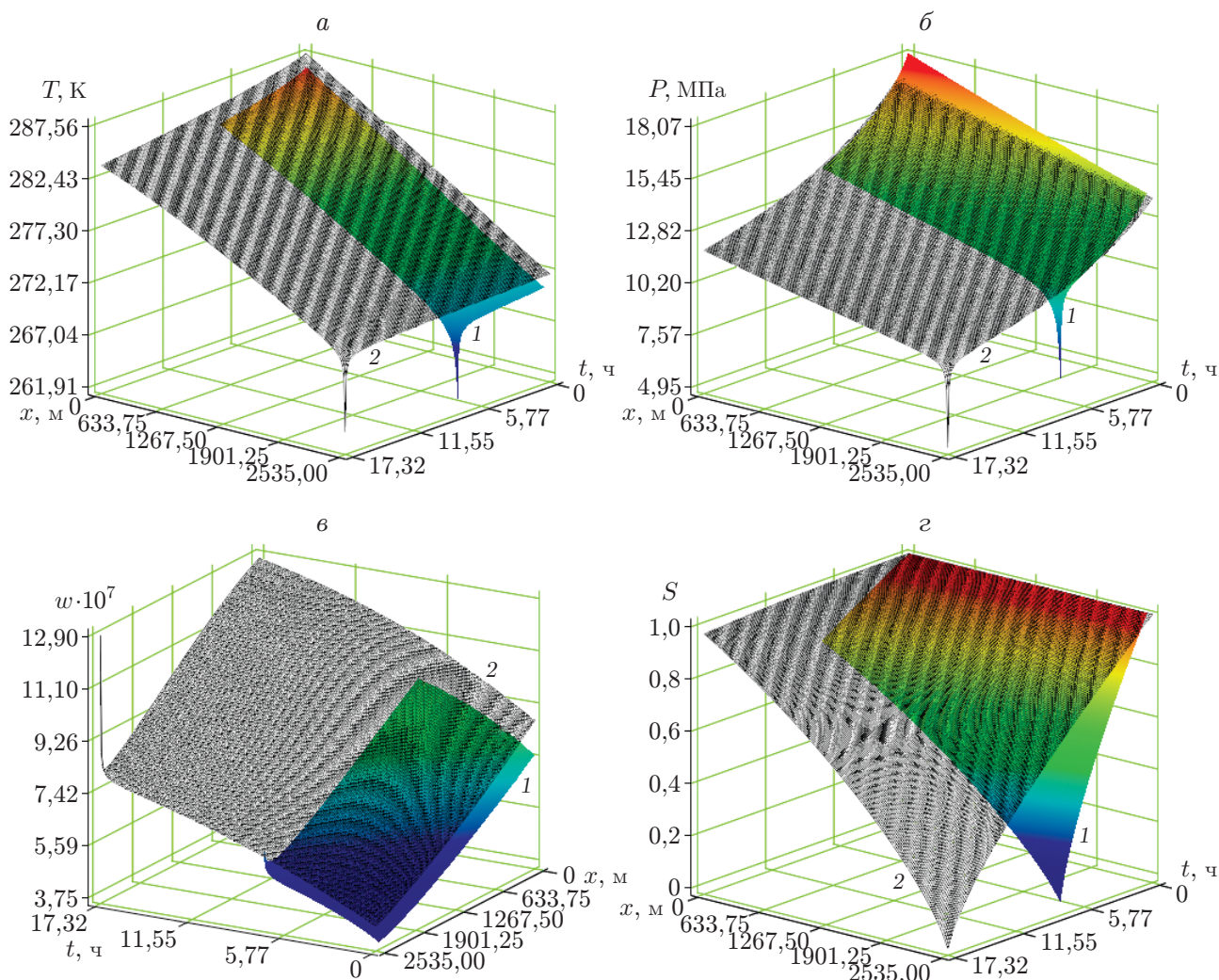


Рис. 4. Распределения температуры (а), давления (б), влагосодержания газа (в) и безразмерной площади проходного сечения (г) по глубине и во времени для скважин № 314-2 (1) и № 314-3 (2) при учете минерализации пластовых вод хлоридно-натриевого типа

стовых вод хлоридно-натриевого типа (рис. 4). В результате отбора газа с течением времени температура и давление газа на забое скважин уменьшаются, а влагосодержание увеличивается. На рис. 4 видно, что значения этих параметров для скважины № 314-3 превышают аналогичные значения для скважины № 314-2.

В момент закупорки скважины № 314-2 температура на забое уменьшилась с начального пластового значения 286,35 K до 283,64 K, при этом на устье температура газа составила 261,91 K (поверхность 1 на рис. 4,а). Тогда как для скважины № 314-3 за 17,32 ч на забое температура уменьшилась с начального пластового значения 287,65 K до 283,70 K, устьевая температура достигает значения 263,45 K (поверхность 1 на рис. 4,а). Как указывалось выше, вследствие сужения проходного сечения и соответственно за счет дросселирования на устье скважин резко уменьшаются температура и давление газа (см. рис. 4,а,б).

На рис. 4,б видно, что в процессе отбора газа на забое скважины № 314-2 давление за 7,34 ч уменьшается от начального пластового значения 18,84 МПа до 13,85 МПа, при

этом устьевое давление достигает значения 5,91 МПа (поверхность 1 на рис. 4,б). Для скважины № 314-3 до момента ее закупорки забойное давление уменьшается с 18,22 МПа до 11,81 МПа, устьевое давление достигает значения 4,95 МПа (поверхность 2 на рис. 4,б).

С увеличением глубины скважин влагосодержание газа уменьшается, а затем резко возрастает на устье вследствие резкого уменьшения давления и температуры. В процессе отбора газа на забое скважин влагосодержание монотонно возрастает вследствие поступления паров пластовых вод вместе с газом. В момент закупорки скважины № 314-2 влагосодержание газа на устье принимает значение $w = 8,07 \cdot 10^{-7}$ (поверхность 1 на рис. 4,в). Для скважины № 314-3 в момент ее закупорки содержание паров воды в газе на устье будет больше и составит $w = 1,29 \cdot 10^{-6}$ (поверхность 2 на рис. 4,в). На забое скважины № 314-2 перекрывается 21,8 % площади проходного сечения (поверхность 1 на рис. 4,г), а на забое скважины № 314-3 — 3 % площади проходного сечения (поверхность 2 на рис. 4,г). Следовательно, интенсивность гидратообразования в скважине № 314-3 меньше.

Режим работы скважин и газосборных сетей Отраднинского месторождения является гидратным. Для обеспечения безгидратного режима их работы предусмотрена подача водометанольного раствора (ВМР) с концентрацией 87 % в трубное и затрубное пространства скважин, а также в технологические газопроводы. Закачанный в скважины ВМР возвращается с пониженной концентрацией, и для его повторного использования добавляется 98 %-й метанол. Количество растворенных солей в ВМР оказывает непосредственное влияние на его антигидратную активность. Так, при смешении пластовых вод с ВМР при определенных условиях будет происходить выпадение солей, что может привести к негативным последствиям для промыслового оборудования.

Заключение. В работе предложена методика определения продолжительности гидратообразования в стволе скважины при ее совместной работе с газоносным пластом. В результате объединения ранее разработанных математических моделей и их адаптации для решения более сложных задач установлено, что учет минерализации пластовых вод приводит к увеличению времени образования гидратной пробки. Вследствие меньшей толщины слоя ММП длительность процесса полной закупорки устьевой части гидратами для скважины № 314-3 существенно больше, чем для скважины № 314-2. Результаты анализа промысловых данных показывают, что для этих скважин Отраднинского месторождения, пластовая температура которых меньше равновесной температуры гидратообразования, отбор газа проводится с закачкой ВМР.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Алиев З. С.** Разработка месторождений природных газов / З. С. Алиев, Д. А. Мараков. М.: МАКВС Пресс, 2011.
2. **Брилл Дж. П.** Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2006.
3. **Мирзаджанзаде А. Х.** Основы технологии добычи газа / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев, З. С. Алиев. М.: Недра, 2003.
4. **Шагапов В. Ш.** Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. М.: Наука, 2016.
5. **Шагапов В. Ш., Юмагулова Ю. А., Мусакаев Н. Г.** Теоретическое исследование предельных режимов гидратообразования при контакте газа и воды // ПМТФ. 2017. Т. 58, № 2. С. 3–15. DOI: 10.15372/PMTF20170201.
6. **Шагапов В. Ш., Чиглинцева А. С., Сыртланов В. Р.** О возможности вымывания газа из газогидратного массива посредством циркуляции теплой воды // ПМТФ. 2009. Т. 50, № 4. С. 100–111.

7. **Васильева З. А.** Моделирование процессов тепломассопереноса в системе “пласт — скважина — горные породы” с учетом фазовых превращений газовых гидратов: Дис. ... д-ра техн. наук. М., 2019.
8. **Рожин И. И., Иванов Г. И.** Моделирование образования гидратов природного газа при совместной работе пласта и газовой скважины // Актуальные вопросы теплофизики, энергетики и гидрогазодинамики в условиях Арктики: Тез. Всерос. конф. с междунар. участием, посвящ. 85-летию со дня рожд. Э. А. Бондарева, Якутск (Россия), 12–17 июля 2021 г. Киров: Межрег. центр инновац. технологий в образовании, 2021. С. 54–56.
9. **Бондарев Э. А.** Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э. А. Бондарев, В. И. Васильев, А. Ф. Воеводин, Н. Н. Павлов, А. П. Шадрин. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988.
10. **Мусакаев Н. Г.** Течения газожидкостных смесей в каналах: теория и вычислительный эксперимент. Тюмень: Изд-во Тюм. гос. ун-та, 2017.
11. **Николаев В. Е., Иванов Г. И., Рожин И. И.** Численное моделирование влияния теплообмена пласта-коллектора с вмещающими породами на отбор газа через одиночную скважину // Сиб. журн. вычисл. математики. 2013. Т. 16, № 4. С. 337–346.
12. **Латонов В. В., Гуревич Г. Р.** Расчет коэффициента сжимаемости природных газов // Газ. пром-сть. 1969. № 2. С. 7–9.
13. **Kay W. B.** Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industr. Engng Chem. Res. 1936. V. 28. P. 1014–1019.
14. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Моделирование образования гидратов в газовых скважинах при их тепловом взаимодействии с горными породами // Инж.-физ. журн. 2014. Т. 87, № 4. С. 871–878.
15. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Обобщенная математическая модель образования гидратов в магистральных газопроводах // ПМТФ. 2019. Т. 60, № 3. С. 120–127. DOI: 10.15372/PMTF20190312.
16. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Обобщение алгоритма определения расхода по замерам давления в системах добычи и транспортировки газа // ПМТФ. 2017. Т. 58, № 5. С. 111–120. DOI: 10.15372/PMTF20170511.
17. **Sloan E. D.** Clathrate hydrates of natural / E. D. Sloan, C. A. Koh. Boca Raton: Taylor and Francis Group: CRC Press, 2008.
18. **Истомин В. А.** Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. М.: ИРЦ Газпром, 2004.
19. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Особенности математического моделирования систем добычи и транспорта природного газа в арктической зоне России // Зап. Горн. ин-та. 2017. Т. 228. С. 705–716.
20. **Будак Б. М., Соловьева Е. Н., Успенский А. Б.** Разностный метод со сглаживанием коэффициентов для решения задач Стефана // Журн. вычисл. математики и мат. физики. 1965. Т. 5, № 5. С. 828–840.
21. **Самарский А. А., Моисеенко Б. Д.** Экономичная схема сквозного счета для многомерной задачи Стефана // Журн. вычисл. математики и мат. физики. 1965. Т. 9, № 5. С. 816–827.
22. **Яненко Н. Н.** Метод дробных шагов решения многомерных задач математической физики. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1967.
23. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Образование гидратов при разработке Отраднинского газоконденсатного месторождения // Науч. тр. Науч.-исслед. и проект. ин-та “Нефтегаз” Гос. нефт. компании Азерб. Респ. 2014. № 4. С. 46–53.

24. **Borisova N. N., Rozhin I. I.** Method for determining the mass flow for pressure measurements of gas hydrates formation in the well // J. Siberian Feder. Univ. Math. Phys. 2021. V. 14, iss. 2. P. 193–203. DOI: 10.17516/1997-1397-2021-14-2-193-203.
25. **Rozhin I. I., Argunova K. K.** Investigation of the flow rate influence on the hydrate formation in the bottom-hole zone, bore and well pipelines // AIP Conf. Proc. 2021. V. 2328. 0044586. DOI: 10.1063/5.0044586.
26. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Аргунова К. К.** Влагосодержание природного газа в призабойной зоне пласта // Зап. Горн. ин-та. 2018. Т. 233. С. 492–497.
27. **Рожин И. И., Иванов Г. И.** Исследование динамики влагосодержания природного газа в призабойной зоне и стволе газовых скважин // Актуальные вопросы теплофизики, энергетики и гидрогазодинамики в условиях Арктики: Тез. Всерос. конф. с междунар. участием, посвящ. 85-летию со дня рожд. Э. А. Бондарева, Якутск (Россия), 12–17 июля 2021 г. Киров: Межрег. центр инновац. технологий в образовании, 2021. С. 52–54.
28. **Bukacek R. F.** Equilibrium moisture content of natural gases // Res. Bull. 1955. V. 8, N 11. P. 198–200.
29. **Брусиловский А. И.** Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
30. **Гухман Л. М.** Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1980.

*Поступила в редакцию 18/IV 2022 г.,
после доработки — 19/VII 2022 г.
Принята к публикации 25/VII 2022 г.*
