

КОСВЕННЫЕ ТЕХНОГЕННЫЕ ПРИЗНАКИ ИНДИКАЦИИ ГАЗОГИДРАТОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ

З.А. Васильева, Д.С. Джафаров, Т.А. Аметова

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
119991, Москва, Ленинский просп., 65, Россия, zoyavas@front.ru*

Рассмотрены осложнения при бурении скважин в криолитозоне, связанные с разложением газогидратов. Эти осложнения могут рассматриваться как косвенные признаки техногенного характера существования природных газогидратов. Для обоснования косвенных признаков наличия газогидратов в криолитозоне проведен анализ возможных процессов при вскрытии газогидратных толщ с использованием математического моделирования и аналитического исследования. Для выделенных признаков рассмотрены причины их возникновения и сопутствующие им явления. Показана взаимосвязь фазовых переходов газ–вода–лед–гидрат в горных породах и осложнений, возникающих при бурении.

Газогидраты, кавернообразование, задача Стефана, косвенные признаки

INDIRECT TECHNOGENIC INDICATORS OF GAS HYDRATES IN CRYOLITHOZONE

Z.A. Vasil'eva, D.S. Dzhabarov, T.A. Ametova

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 119991, Moscow, Lenin str., 65, Russia, zoyavas@front.ru

Complications at well drilling in cryolithozone connected with gas hydrate decomposition are considered in order. These complications can be considered indirect signs of technogenic character of natural gas hydrates existence. For a substantiation of indirect signs of gas hydrates presence in cryolithozone the analysis of possible processes is carried out at opening gas hydrates strata with the use of mathematical modelling and analytical research. The reasons of occurrence of revealed features and the phenomena accompanying them are considered. The relation ship between gas–water–ice–hydrate phase transitions in rocks and complications in the course of drilling is shown.

Gas hydrates, cavitations, Stefan problem, indirect indicators

ВВЕДЕНИЕ

Накопленный опыт строительства скважин в криолитозонах свидетельствует о возникновении аварийных ситуаций, которые часто приводят к катастрофическим последствиям. На северо-востоке европейской части России с середины 70–80-х гг. эксплуатируются Усинское, Возейское и Харьягинское месторождения нефти, приуроченные к криолитозоне и характеризующиеся “вялым” температурным режимом (0; –1,5 °С). Здесь при проведении буровых работ и геофизических исследований в скважинах наблюдаются многочисленные случаи образования ледяных и гидратных пробок, смерзания бурового оборудования в интервалах с пластовой температурой, близкой к нулю, а также часто встречаются газопроявления различной интенсивности [Быков, Бобылева, 2005].

Отличительной особенностью практически всех месторождений Восточной Сибири является наличие аномально высоких пластовых давлений

и низкой пластовой температуры. Наиболее распространенным осложнением при вскрытии продуктивных отложений на месторождениях Юрубченской зоны нефтегазоаккумуляции Восточной Сибири является поглощение промывочной жидкости различной интенсивности, вплоть до катастрофических величин [Мойса, Гаврилов, 2004].

Образования ледяных или гидратных пробок во время простоев наблюдались на многих скважинах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и месторождений Восточной и Западной Сибири. Однако среди исследователей нет единой точки зрения на причину возникновения осложнений. В настоящее время при бурении скважин в криолитозоне не учитывается возможное существование газогидратных толщ.

Исследования, проведенные в последние годы, показывают, что в толще мерзлых пород газогидраты могут существовать как в зоне стабиль-

ности (ниже глубин 250 м), так и в зоне метастабильности (выше 250 м), где газогидраты существуют благодаря эффекту самосохранения при отрицательных температурах. Однако в силу сходства свойств льдо- и гидратосодержащих пород при стандартном геофизическом исследовании скважин (ГИС) газогидратные скопления можно принять за мерзлые породы [Чувиллин и др., 2001].

На основе выполненных во ВНИИГАЗе исследований можно заключить, что многие газопроявления связаны с разложением пластовых газогидратов и представляют серьезную опасность при бурении, сооружении и эксплуатации скважин на северных месторождениях [Якушев, Истомин, 1989].

Разведочные буровые работы на природные газогидраты на территории России практически не проводились. Оценка прогнозного содержания газа в гидратном состоянии давалась только исходя из благоприятных геолого-термобарических условий [Якушев, Перлова, 2007].

Поэтому, прежде всего, необходима методика поиска гидратов, которая бы включала набор методов определения признаков наличия газогидратов во вмещающих породах.

Цель работы – выявление наиболее существенных косвенных признаков техногенного характера индикации природных газогидратов как в зоне стабильности, так и в зоне метастабильности.

Рассматриваемые задачи состоят в обосновании осложнений, возникающих при бурении мерзлых пород, как косвенных признаков наличия газового гидрата, а именно:

– оценка возможности охлаждения призабойной зоны в результате диссоциации газогидратов в подмерзлотном слое;

– анализ развития кавернообразования в результате диссоциации газогидратов как в зоне стабильности, так и в зоне метастабильности и таяния льда при бурении скважин;

– анализ взаимосвязи фазового состояния породы в призабойной зоне и возникающих при бурении осложнений;

– обоснование причин и сопутствующих явлений для каждого признака существования газогидратов.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОБРАТНОГО ПРОМЕРЗАНИЯ И ДИССОЦИАЦИИ ГАЗОГИДРАТОВ

При бурении скважин в криолитозоне и подмерзлотном слое наиболее опасные напряжения в обсадных колоннах возникают вблизи нижней границы криолитозоны, что обычно объясняется повышенной льдистостью этих интервалов и явлениями обратного промерзания [Кудряшов и др., 1991].

Сравним возможности охлаждения призабойной зоны скважины в результате воздействия обратного промерзания и в результате диссоциации стабильного газогидрата.

1. Оценим время обратного промерзания при воздействии окружающих мерзлых пород по методике [Быков, Бобылева, 2005], апробированной на гидроинтеграторе. Рассматривается промерзание полого цилиндра при предположении: область талой зоны $r_0 \leq r \leq r_1$ и область мерзлой зоны $r_1 \leq r \leq r_2$ (r_0 – радиус скважины; r_1 – радиус границы талой зоны; r_2 – радиус теплового влияния). Выделяются три временных периода: время охлаждения прискважинной зоны от достигнутой температуры T_c до температуры фазового перехода T_ϕ ; время фазового перехода; время восстановления температуры прискважинной зоны от T_ϕ до значения T_B , близкого к естественной температуре мерзлого массива T_M ($T_B > T_M$). Общее время (τ) восстановления температуры прискважинной зоны до значения T_B равно

$$\tau = \beta_1 \ln \frac{T_c - T_M}{T_\phi - T_M} + \frac{\psi W q_i \rho_i (r_1 - r_0)^2 (r_1 + r_0)}{2 \lambda_{\text{эф}} (T_\phi - T_M) r_1} + \quad (1)$$

$$+ \beta_2 \ln \frac{T_\phi - T_M}{T_B - T_M},$$

$$\beta_1 = (c_r \rho_r + W c_w \rho_w) \frac{(r_2 + r_0)(r_2 - r_0)^2}{2 r_2 \lambda_{\text{эф}}},$$

$$\beta_2 = (c_s \rho_s + \psi W c_i \rho_i) \frac{(r_2 + r_0)(r_2 - r_0)^2}{2 r_2 \lambda_{\text{эф}}},$$

где ρ – плотность; $\lambda_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент теплопроводности; ψ – доля замерзшего льда; q – теплота фазового перехода; W – влажность; c – теплоемкость. Индексы w, i, r – вода, лед и скелет пористой среды соответственно.

Определим время обратного промерзания по формуле (1) для следующих исходных данных: $\rho_s = 2000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_i = 900 \text{ кг/м}^3$, $c_s = 966 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, $c_i = 2120 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, $W = 0,2$, $r_0 = 0,197 \text{ м}$, $r_1 = 0,831 \text{ м}$, $r_2 = 5,093 \text{ м}$, $\lambda_{\text{эф}} = 2,675 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, $q_i = 33,49 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}$, $T_c = 5 \text{ °C}$.

При $T_M = -0,5 \text{ °C}$, $T_\phi = -0,3 \text{ °C}$, $T_B = -0,4 \text{ °C}$ время обратного промерзания $\tau = 608$ сут, при $T_M = -0,2 \text{ °C}$, $T_\phi = -0,1 \text{ °C}$, $T_B = -0,15 \text{ °C}$ оно равно $\tau = 755$ сут.

Таким образом, для “вялой” мерзлоты характерное время обратного промерзания значительно превышает время проявлений указанных осложнений, поэтому не может являться их прямой причиной.

2. Оценим, насколько диссоциация подмерзлотного газогидрата может снизить температуру призабойной зоны. Предполагаем, что в пласте гидрат, газ и вода находятся в состоянии локального термодинамического равновесия и имеют по-

ложительную температуру. Повышение температуры пласта за счет циркуляции бурового раствора и снижение давления за счет газопроявлений во время бурения приводят к диссоциации гидрата. Моделирование процесса тепломассопереноса при диссоциации гидрата проведем как обобщение однофазной задачи Стефана, поскольку первоначально фазы находятся в локальном термодинамическом равновесии.

Пренебрегаем дроссельным эффектом, влиянием температуры на плотность, считаем, что водная фаза неподвижна. Пусть в начальный момент времени пласт заполнен гетерогенной смесью гидрата, газа и воды, имеет температуру T_0 и давление p_0 , начальная гидратонасыщенность a_0 , начальная водонасыщенность s_0 . Объемная модель предполагает наличие трех зон: талой $r_0 < r < R_*(t)$, зоны фазового перехода $R_*(t) < r < R^*(t)$ и стационарной, насыщенной гидратом, газом и водой $R^*(t) < r < \infty$ (t – время; R_* – радиус зоны полной диссоциации гидрата; R^* – радиус зоны частичной диссоциации гидрата).

В талой зоне уравнение теплопроводности при $r_0 < r < R_*$ имеет вид

$$\frac{\partial T}{\partial t} = k_T \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (2)$$

где k_T – коэффициент температуропроводности талой зоны.

Пренебрегаем конвективным переносом тепла газа. Тогда тепловой поток через границу скважины $r = r_0$ отсутствует:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_+ = 0. \quad (3)$$

Решением уравнения (2) при граничном условии (3) является константа $T = T^0$. Таким образом, распределение температуры в пласте имеет вид

$$T = \begin{cases} T^0, & r_0 < r < R_*, \\ T(t, r), & R_* < r < R^*, \\ T_0, & R^* < r < \infty. \end{cases}$$

Величина $T(t, r)$ определяется из уравнения

$$\frac{\partial T(\text{ср})_\phi}{\partial t} = m \rho_h q_h \frac{\partial a}{\partial t} + \lambda_\phi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (4)$$

где

$$(\text{ср})_\phi = \rho_r c_r (1-m) + \rho_w c_w m s + \rho_g c_g m (1-s-a) + m a \rho_h c_h,$$

$$\lambda_\phi = \lambda_r (1-m) + \lambda_w m s + \lambda_g m (1-s-a) + \lambda_h m a.$$

Здесь m – пористость; c – теплоемкость; λ – теплопроводность; a, s – гидратонасыщенность и водонасыщенность в зоне фазового перехода. Индексы g, h, r – газ, гидрат и скелет пористой среды соответственно; индекс ϕ означает зону фазового перехода.

В уравнении (4) последним членом можно пренебречь, так как потери тепла за счет теплопроводности малы по сравнению с тепловой фазового перехода. Тогда (4) примет вид

$$\frac{\partial T(\text{ср})_\phi}{\partial t} = m \rho_h q_h \frac{\partial a}{\partial t}. \quad (5)$$

Пусть для призабойной зоны радиуса R время прохождения фронта полной диссоциации гидрата R^* меньше t_* . Интегрируя уравнение (6) по радиусу и по времени

$$\int_{r_0}^{t, R} \frac{\partial T(\text{ср})_\phi}{\partial t} dt dr = m \rho_h q_h \int_{r_0}^{t, R} \frac{\partial a}{\partial t} dt dr,$$

получаем

$$T(\text{ср})_{\phi_0} \Big|_0^{t, R} (R - r_0) = m \rho_h q_h a_0 \Big|_0^{t, R} (R - r_0). \quad (6)$$

Начальные параметры (s_0, T_0, a_0) можно разделить на три физические области.

А. Вода не замерзает $T^0 > T_\phi$.

Баланс тепла (6) для призабойной зоны радиуса R после прохождения фронта полной диссоциации гидрата R_* запишется в виде

$$\begin{aligned} m \rho_h a_0 q_h (R - r_0) = & (m s_0 \rho_w c_w + m(1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + \\ & + (1 - m) \rho_r c_r + m a_0 \rho_h c_h) T_0 (R - r_0) - \\ & - (m s^0 \rho_w c_w + m(1 - s^0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_r c_r) T^0 (R - r_0). \end{aligned}$$

Отсюда находим конечную температуру

$$\begin{aligned} T^0 = & \left[(m s_0 \rho_w c_w + m(1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + \right. \\ & \left. + (1 - m) \rho_r c_r + m a_0 \rho_h c_h) T_0 - m \rho_h a_0 q_h \right] / \\ & / \left[m s^0 \rho_w c_w + m(1 - s^0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_r c_r \right], \end{aligned} \quad (7)$$

где s^0 – невозмущенная водонасыщенность в области газ-вода:

$$s^0 = s_0 + a_0 \rho_{0w} / \rho_w. \quad (8)$$

Здесь ρ_{0w} – эффективная плотность H_2O в объеме, занимаемом гидратом.

Б. Вода замерзла частично $T^0 = T_\phi$.

Если вода замерзла частично, то известна T^0 (температура замерзания), неизвестны льдистость v^0 и водонасыщенность s^0 . Из баланса тепла и воды аналогично (7), (8) имеем

$$\begin{aligned} m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i v^0 q_i) = & (m s_0 \rho_w c_w + m(1 - s_0 - a_0) \times \\ & \times \rho_g c_g + (1 - m) \rho_r c_r + m a_0 \rho_h c_h) T_0 - (m s^0 \rho_w c_w + \\ & + m(1 - s^0 - v^0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_r c_r + m v^0 \rho_i c_i) T^0, \end{aligned} \quad (9)$$

$$v^0 \rho_i + s^0 \rho_w = s_0 \rho_w + a_0 \rho_{0w}. \quad (10)$$

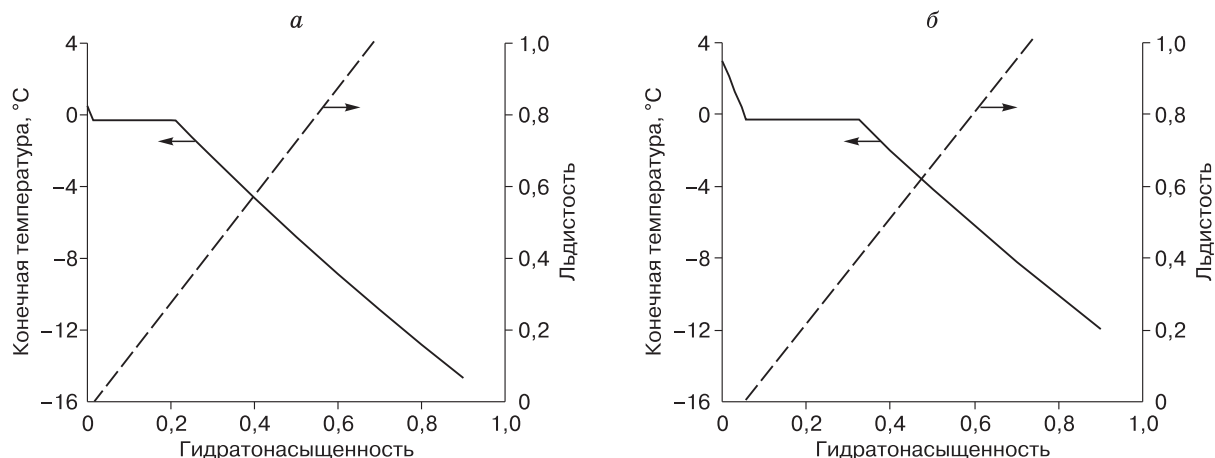


Рис. 1. Зависимости конечной температуры и льдистости от начальной гидратонасыщенности при начальной водонасыщенности 0,1 и начальной температуре 0,5 °С (а), 3 °С (б).

В. Вода полностью замерзла $T^0 > T_{\phi}$.

Если вода полностью замерзла, то льдистость выражается из баланса воды

$$v^0 = s_0 \rho_w / \rho_i + a_0 \rho_{0w} / \rho_i, \quad (11)$$

а температура – из баланса тепла

$$T^0 = \frac{[ms_0 \rho_w c_w + m(1-s_0-a_0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r + ma_0 \rho_h c_h] T_0 - m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i v^0 q_i)}{[mv^0 \rho_i c_i + m(1-v^0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r]}. \quad (12)$$

Зависимости конечной температуры и льдистости от начальной гидратонасыщенности, рассчитанные по уравнениям (7)–(12), при начальной водонасыщенности 0,1 приведены на рис. 1, а при начальной температуре 0,5 °С и на рис. 1, б при начальной температуре 3 °С.

Начальные параметры (s_0, T_0, a_0), определяющие границу между областями А и Б, связаны соотношением (см. (8))

$$T_{\phi} = \frac{[ms_0 \rho_w c_w + m(1-s_0-a_0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r + ma_0 \rho_h c_h] T_0 - m \rho_h a_0 q_h}{[ms_0 \rho_w c_w + m(1-s_0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r]}, \quad (13)$$

а определяющие границу между Б и В – соотношением (см. (11))

$$T_{\phi} = \frac{[ms_0 \rho_w c_w + m(1-s_0-a_0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r + ma_0 \rho_h c_h] T_0 - m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i v^0 q_i)}{[mv^0 \rho_i c_i + m(1-v^0) \rho_g c_g + (1-m) \rho_r c_r]}. \quad (14)$$

Разделение областей различного фазового состояния после прохождения фронта диссоциации

гидратов в зависимости от начальных водонасыщенности и гидратонасыщенности показано при начальной температуре среды 0,5 °С на рис. 2, а и при 3 °С на рис. 2, б.

На рисунках представлены графики, полученные при следующих значениях параметров: $m = 0,2$, $\rho_g = 34,8 \text{ кг/м}^3$, $\rho_h = 900 \text{ кг/м}^3$, $\rho_r = 2000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{0w} = 784 \text{ кг/м}^3$, $c_r = 920 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}$, $c_i = 2120 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}$, $c_h = 2600 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}$, $c_g = 2093 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}$, $\rho_i = 917 \text{ кг/м}^3$, $r_0 = 0,197 \text{ м}$, $q_i = 33,49 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}$, $q_h = 51 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}$, $T_{\phi} = -0,5 \text{ °С}$.

Как видно на рис. 1, 2, даже небольшая гидратонасыщенность пород приводит к льдообразованию в результате разложения газогидрата. Показана также возможность совместного существования льда и воды после прохождения фронта диссоциации при определенном соотношении гидрато-, водонасыщенности и температуры породы.

Известны случаи, когда после интенсивного фонтанирования приток газа резко прекращается. Исходя из результатов проведенного математического моделирования, можно объяснить это явление тем, что в результате разложения гидрата происходит интенсивное льдообразование, консервирующее оставшуюся часть гидрата. Охлаждение призабойной зоны за счет разложения газогидрата может привести к замерзанию бурового раствора и к прихвату бурового оборудования не только в интервалах с пластовой температурой, близкой к нулю ($T_0 = 0,5 \text{ °С}$, см. рис. 1, а), но и при положительных температурах ($T_0 = 3 \text{ °С}$, см. рис. 1, б).

Таким образом, разложение гидрата может стать причиной таких осложнений при бурении, как оледенение призабойной зоны, смерзание бурового оборудования ниже границы криолитозоны.

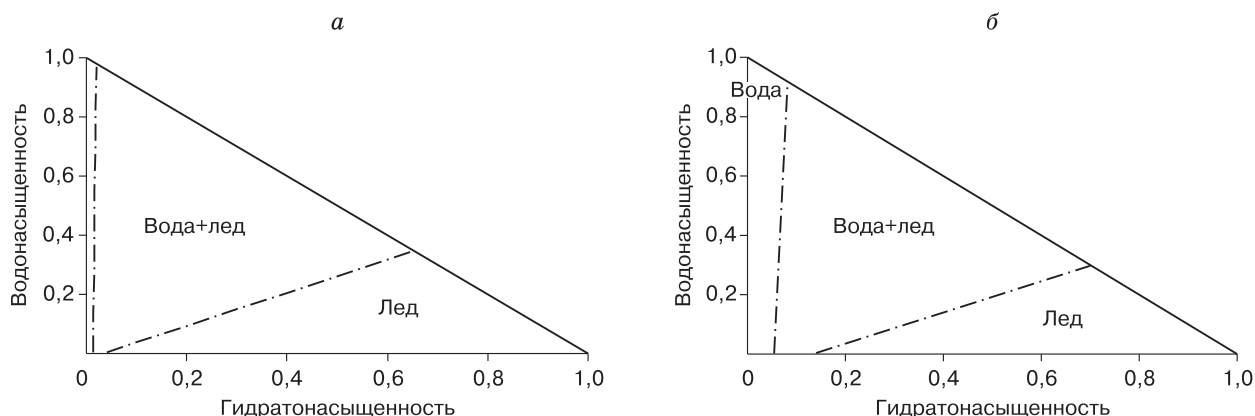


Рис. 2. Области различного фазового состояния после разложения гидрата в зависимости от начальных водонасыщенности и гидратонасыщенности при начальной температуре 0,5 °С (а), 3 °С (б).

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОД В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ

Газогидрат, так же как и лед, является цементирующим веществом между минеральными частицами, поэтому растепление ведет к потере устойчивости пород, к обрушению отдельных интервалов ствола скважины, перераспределению напряжений и нагрузок по обсадной колонне.

Кроме того, разложение метастабильного газового гидрата и таяние льда создают в породе благоприятные термодинамические условия для образования каверн. Таяние льда вызывает дефицит давления, а разложение газогидрата – избыток давления. Под воздействием градиента давления в слабоцементированной протаявшей породе небольшие разрывы пласта приводят к интенсивному кавернообразованию. Развитие кавернообразования зависит от строения пласта.

1. Если верхний слой криолитозоны не содержит плотных пород, в результате диссоциации газовых гидратов и таяния льда образуются открытые каверны. Каверны, заполненные газированной водой, являются причиной снижения давления на нижележащие пласты с более высоким гидратосодержанием (возможно, в зоне стабильности) и способствуют эндотермическому разложению гидратов, что, в свою очередь, приводит к охлаждению призабойной зоны, процесс которой описан выше. Часть газа, по-видимому, поступает в скважину, но наиболее вероятен прорыв газа на поверхность (по направлению градиента давления), о чем свидетельствует газирование вокруг устья скважины. В этом случае возможно поглощение бурового раствора даже с небольшой плотностью через образовавшиеся каверны. В этом, наверное, кроется одна из причин, почему при прохождении

интервалов зоны стабильности гидратов в хороших коллекторах (песчаных слоях палеогена) Западной Сибири отмечались лишь слабые газопроявления, а чаще поглощения бурового раствора [Тер-Саркисов, Якушев, 2004]. Поскольку газопроявления считаются обязательным признаком наличия газогидратов, а поглощения бурового раствора не относятся к косвенным признакам, то “верхние 800 м разреза в Западной Сибири в настоящее время не рассматриваются как промышленно-газоносные” [Тер-Саркисов, Якушев, 2004, с. 9].

Следствием повышенной кавернозности породы является некачественное цементирование: неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве, а пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество. В свою очередь, каверны, которые образуются между цементным камнем и породой, также способствуют снижению давления, эндотермическому разложению гидратов и образованию грифонов.

Растепления стенок скважин и затрубная циркуляция наблюдались на многих скважинах Бадаранской, Нижне-Вилойской, Долгановской и других структур [Быков, Бобылева, 2005]. Интенсивные кавернообразования осложняли спуск обсадных колонн, мерзлая толща часто оставалась неперекрытой.

2. Если верхний слой содержит плотные прослойки пород, образуются закрытые каналы, заполненные газированной водой. Чтобы не замерзал буровой раствор, обычно во время простоев производят циклическую промывку скважины теплым буровым раствором, а это снова провоцирует термическое разложение гидрата и льда, а следовательно, дальнейшее кавернообразование и рост давления, которое в результате значительно превышает пластовое. То есть кавернообразование

идет непрерывно и во время бурения, и во время простоев.

В этом случае наиболее вероятен прорыв газа в скважину. Сначала газ поступает из пристенных каналов, снижает плотность бурового раствора и, снижая давление, способствует интенсификации эндотермической диссоциации гидрата. Развитие процесса разгазирования (прорыв газа из других каналов) может привести к аварийному выбросу, дальнейшему снижению давления и к резкой интенсификации процесса разложения газовых гидратов [Буслаев и др., 2004].

Таким образом можно объяснить многочисленные случаи интенсивных выбросов газа и выталкивания бурового оборудования с небольших глубин при бурении скважин на Ямбургском и Заполярном НГКМ. Известны случаи прорыва газа (с глубины 270 м), выброса бурового оборудования и породы с последующим фонтанированием и образованием приустьевых кратера на разведочной скважине 21–Лаявож [Быков, Бобылева, 2005] с аномально большой мощностью криолитозоны (500 м).

3. Возможен третий вариант, когда первоначально идет накопление газа за счет разложения гидрата в замкнутых каналах, а затем происходит прорыв газа в скважину и на поверхность. Так, известен случай, когда на севере Тюменской области на буровой 4–Тазовская возник приустьевой пожар, в течение 15 минут полностью уничтоживший буровую установку, а в окрестности скважины на расстоянии до 1,5 км образовались многочисленные газовые грифоны, разрушавшие поверхностный тундровый слой и загрязнявшие воздушный бассейн. В аналогичном случае скважина № 118 Бованенково фонтанировала около четырех лет, выход газа наблюдался в радиусе 7 км.

ВЫВОДЫ

Известные осложнения при бурении в криолитозоне (некачественное цементирование поглощения бурового раствора, потеря устойчивости ствола скважины [Быков, Бобылева, 2005]) могут усугубляться присутствием природных газовых гидратов как в толще мерзлых пород, так и в подмерзлотном слое.

Термическое разложение газового гидрата и таяние льда в породе создают благоприятные условия для интенсивного образования каверн. Таяние льда создает дефицит давления, а разложение газогидрата – избыток давления. Под воздействием градиента давления в слабоцементированной протаявшей породе небольшие разрывы пласта приводят к интенсивному кавернообразо-

ванию. Кавернообразование ведет к ряду осложнений при бурении: поглощению бурового раствора, некачественному цементированию. Оно также является причиной эндотермического разложения гидратов, которое, в свою очередь, приводит к интенсификации этих осложнений и смерзанию бурового оборудования.

К осложнениям при бурении, причиной которых могут являться природные газогидраты (см. методические рекомендации [Якушев, Истомин, 1989]), обычно относят:

- газопроявления, выбросы бурового раствора и породы;

- потерю устойчивости ствола скважины.

Проведенные исследования показали, что к ним можно добавить:

- кавернообразование;

- образование ледяных и гидратных пробок, смерзание бурового оборудования в интервалах с положительной пластовой температурой;

- поглощение бурового раствора с небольшой плотностью;

- газирование вокруг устья скважины в период, когда продуктивный газовый пласт еще не вскрыт;

- некачественное цементирование.

Указанные осложнения можно рассматривать как косвенные признаки наличия газогидратных залежей.

На основе математического моделирования и аналитических исследований проведен анализ процессов, происходящих при вскрытии газогидратных толщ и ведущих к осложнениям.

Для предупреждения осложнений необходимо контролировать термобарический режим бурящейся скважины [Буслаев и др., 2004]. Недостаточная геологическая изученность на наличие природных газогидратов в криолитозоне, неуправляемость термодинамическим режимом в скважине и окружающих породах, несовершенство способов цементирования в мерзлых породах становятся причинами экстремальных техногенных явлений в процессе бурения скважин.

Литература

Буслаев В.Ф., Васильева З.А., Шаровар И.И. Моделирование тепломассопереноса в скважине при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов для предупреждения аварийных выбросов газа // Криосфера Земли, 2004, т. VIII, № 4, с. 72–77.

Быков И.Ю., Бобылева Т.В. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах. М., ООО «ИРЦ Газпром», 2005, 235 с.

Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. Л., Наука, 1991, 435 с.

Мойса И.Ю., Гаврилов Б.М. Опыт применения вязкоупругих составов серии “ХИМПАК-ПГ” для ликвидации поглощений при бурении скважин на месторождениях Восточной Сибири // Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: Материалы 12-й Межотраслевой конф. Анапа, 2004, с. 73–82.

Тер-Саркисов Р.М., Якушев В.С. Направления исследований газогидратов в газовой промышленности // Современное состояние газогидратных исследований в мире и практические результаты для газовой промышленности: Материалы совещ. М., ООО “ИРЦ Газпром”, 2004, с. 5–16.

Чувиллин Е.М., Перлова Е.В., Дубиняк Д.В. Экспериментальное моделирование условий существования газовых гидратов в морских отложениях п-ва Ямал // Материалы II конф. геокриологов России. М., МГУ, 2001, т. 1, с. 169–173.

Якушев В.С., Истомин В.А. Методические рекомендации по особенностям сооружения и эксплуатации скважин в мерзлых и талых породах, содержащих газовые гидраты. М., ВНИИГАЗ, 1989, 52 с.

Якушев В.С., Перлова Е.В. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. М., ООО “ИРЦ Газпром”, 2007, 42 с.

*Поступила в редакцию
25 января 2010 г.*