

РАЗРАБОТКА ГАЗ-ГАЗОГИДРАТНОГО ПЛАСТА ДЕСОРБЦИОННЫМ МЕТОДОМ ПРИ СОХРАНЕНИИ ДВУХФАЗНОГО И ТРЕХФАЗНОГО РАВНОВЕСИЙ

Проведен сравнительный количественный анализ результатов математического моделирования нового метода разработки газ-газогидратного пласта, десорбционного при сохранении фазовых условий «газ-газогидрат» для двухфазного или «газ-газогидрат-вода» для трехфазного равновесия.

Ключевые слова: газовый гидрат, газ-газогидратный пласт, разработка газогидратного пласта, фазовое равновесие «газогидрат-газ» и «газогидрат-газ-вода», десорбция газа из газогидрата.

Одним из перспективных нетрадиционных источников углеводородов являются природные газовые гидраты. В последние десятилетия обнаружены обширные районы гидратосодержащих пород (в основном газового гидрата метана) на дне и в шельфовой зоне Мирового океана [1–3], в связи с чем возникает вопрос разработки газогидратных залежей. Предложенные способы разработки таких залежей тепловым методом [4–6] и методом понижения давления [6–8] основаны на принципе полного разложения (диссоциации) газовых гидратов, при котором выделяется весь содержащийся в нем газ (с 1 объема газогидрата до 170 объемов газа при нормальных условиях). Однако при этом образуется много жидкой воды (например, из 1 кг чистого газового гидрата метана выделяется 0,872 кг жидкой воды), что может затруднить процесс разработки газогидратного пласта. К тому же разложение газовых гидратов требует больших энергетических затрат.

Словосочетание *газогидратный пласт* можно понимать двояко: и как чисто газогидратный пласт (его гидратонасыщенность равна 1) и как газ-газогидратный пласт (его гидратонасыщенность меньше 1, а газонасыщенность больше нуля). Поэтому под газ-газогидратным пластом будем понимать пласт, в порах которого содержатся газовый гидрат в виде кристаллов, природный газ и, если есть, жидкая вода, находящиеся в термодинамическом равновесии.

Постановка задачи. Автором был предложен новый метод разработки газ-газогидратного пласта десорбционным способом путем снижения равновесного давления при сохранении двухфазного равновесия «метан-газогидрат метана» [9]. В дальнейших работах были предложены математические модели разработки газ-газогидратного пласта в условиях сохранности двухфазного или трехфазного равновесия десорбционным методом [10–13]. При этом газовый гидрат не разлагается и жидкая вода не выделяется, что является важным фактором в процессе добычи природного газа.

В данной статье проведен сравнительный количественный анализ математических моделей разработки газ-газогидратного пласта при разных фазовых равновесиях.

Основными параметрами разработки газ-газогидратного пласта являются относительная доля десорбированного газа из газогидрата δ_h в общей добыче газа из газ-газогидратного пласта, коэффициент текущей газоотдачи газ-газогидратного пласта η при сохранении двух- или трехфазного равновесия и коэффициент текущей десорбированной газоотдачи газогидратного кристалла ϕ , которые определяются следующим образом:

$$\delta_h = \frac{\Delta M_d}{\Delta M} = \frac{\alpha\beta(\theta^{\text{init}} - \theta^{\text{fin}})}{\alpha\beta(\theta^{\text{init}} - \theta^{\text{fin}}) + (1 - \beta - \sigma)\gamma \left(\frac{P^{\text{init}}}{T^{\text{init}}} - \frac{P^{\text{fin}}}{T^{\text{fin}}} \right)}, \quad (1)$$

$$\eta = \frac{\Delta M}{M} = \frac{\alpha\beta(\theta^{\text{init}} - \theta^{\text{fin}}) + (1 - \beta - \sigma)\gamma \left(\frac{P^{\text{init}}}{T^{\text{init}}} - \frac{P^{\text{fin}}}{T^{\text{fin}}} \right)}{\alpha\beta\theta^{\text{init}} + (1 - \beta - \sigma)\gamma \frac{P^{\text{init}}}{T^{\text{init}}}}, \quad (2)$$

$$\phi = \frac{\Delta M_d}{M_h^g} = 1 - \frac{\theta^{\text{fin}}}{\theta^{\text{init}}}, \quad (3)$$

где α и γ – газовые постоянные; β и $\theta = \theta_1 + 3\theta_2$ – гидратонасыщенность и числа заполнения малых θ_1 и больших θ_2 полостей элементарной ячейки газового гидрата соответственно; P и T – давление и температура; σ равна водонасыщенности пласта при трехфазном равновесии и равна нулю при двухфазном равновесии; верхние индексы «init» и «fin» означают начальное и конечное значения термодинамического состояния пласта; ΔM_d – масса десорбированного газа при переходе системы «газогидрат-газ» (при двухфазном) или «газогидрат-газ-вода» (при трехфазном равновесии) из начального состояния в конечное при неизменной гидратонасыщенности β ; $\Delta M = \Delta M_d + \Delta M_g$ – общая масса добытого газа при переходе из начального состояния в конечное, состоящее из газа, добытого из свободной газовой фазы,

$\Delta M_g = (1 - \beta - \sigma)\gamma \left(\frac{P^{\text{init}}}{T^{\text{init}}} - \frac{P^{\text{fin}}}{T^{\text{fin}}} \right) V_{\text{пор}}$ и десорбированного газа из газогидрата $\Delta M_d = \alpha\beta V_{\text{пор}} (\theta^{\text{init}} - \theta^{\text{fin}})$, причем, так как $P^{\text{init}} > P^{\text{fin}}$ и $T^{\text{init}} > T^{\text{fin}}$, то $\theta^{\text{init}} > \theta^{\text{fin}}$;

$M = V_{\text{пор}} \left[\alpha\beta\theta^{\text{init}} + \frac{(1 - \beta - \sigma)\gamma P^{\text{init}}}{T^{\text{init}}} \right]$ – первоначальная масса газа в пласте; $M_h^g = \rho_h^g m\beta V_{\text{стр}} = \alpha\beta\theta^{\text{init}} V_{\text{пор}}$ – первоначальная масса газа, содержащаяся в газовом гидрате, здесь $V_{\text{пор}}$ – объем пор пласта, m – пористость пласта.

Обзор результатов и их обсуждение. Результаты исследований представлены на графиках (рис. 1–3). Следует отметить, что при гидратонасыщенностях $\beta = 0,6$ и $\beta = 0,4$ доля десорбированного газа δ_h в общей добыче для трехфазного равновесия достигает 25 и 11 %, в то время как для двухфазного – 20 и 10 % (см. рис. 1) (скачок

$\lim_{t \rightarrow 0} \delta_h = k$ в начальный момент времени будет рассмотрен ниже). Максимальное значение коэффициента газотдачи газ-газогидратного пласта η при $\beta = 0,2$ равно 42 % для двухфазного и 38 % для трехфазного равновесия (см. рис. 2), как и ожидалось, поскольку оно обеспечивается более значительным объемом свободной газовой фазы при двухфазном равновесии. При $\beta = 0,6$ $\eta \approx 22$ % для двухфазного и $\eta = 15$ % для трехфазного равновесия. При $\beta = 0,4$ для этих равновесий имеем $\eta = 31$ % и $\eta = 25$ % соответственно. Динамика изменения коэффициента текущей десорбированной газотдачи кристаллов газового гидрата метана ϕ будет следующей (см. рис. 3). При двухфазном равновесии с гидратонасыщенностью 0,6 он доходит до 6,7 %, да и при других гидратонасыщенностях не опускается ниже 6 %. При трехфазном равновесии с $\delta = 0,6$ он достигает значения 4,9 %, а при других гидратонасыщенностях он не опускается ниже 4 %. Таким образом, коэффициент текущей десорбированной газотдачи кристаллов газового гидрата метана выше для двухфазного равновесия, что можно объяснить большей поверхностью контакта кристаллов газового гидрата метана со свободной газовой фазой.

Сравнивая δ_h , η и ϕ при двухфазном и трехфазном равновесиях (см. рис. 1–3), можно сделать вывод о том, что более предпочтительным вариантом является двухфазное равновесие. Здесь η достигает 42 % при $\beta = 0,2$, хотя δ_h больше для трехфазного равновесия: $\delta_h = 25$ % при $\beta = 0,6$, в то время как для двухфазного равновесия $\delta_h \sim 20$ % при $\beta = 0,6$. Однако ϕ больше для двухфазного процесса, где оно не опускается менее 6 %, тогда как для трехфазного равновесия $\phi \approx 5$ % при всех исследованных гидратонасыщенностях пласта.

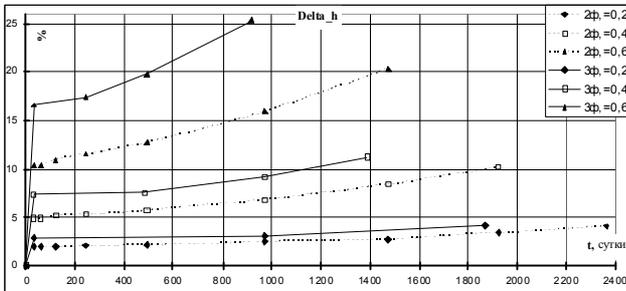


Рис. 1. Относительная доля десорбированного газа из газогидрата в общей добыче газа из газ-газогидратного пласта при сохранении двух- и трехфазных равновесий

Для случая двухфазного равновесия «газогидрат–газ», определяя δ_h по формуле (1) (см. также [12. С. 93; 13. С. 300]) при $\tau \rightarrow 0$ (это равносильно тому, что состояние B стремится к состоянию A), получаем неопределенность вида 0/0. Для раскрытия этой неопределенности применим правило Лопитала:

$$k_{ан} = \lim_{t \rightarrow 0} \delta_h = \frac{\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_A}{\left[\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_A + \frac{\gamma(1-\beta)}{\alpha\beta} \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{P}{T}\right)\right]_A}$$

$$= \left\{ 1 + \frac{\gamma(1-\beta)}{\alpha\beta} \frac{\left[\frac{1}{T^A} - \frac{P^A}{(T^A)^2} \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_A \right]}{\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_A} \right\}^{-1}, \quad (4)$$

где

$$\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_A = \frac{C_1^A}{(1+C_1^A P^A)^2} + \frac{3C_2^A}{(1+C_2^A P^A)^2}; \quad (5)$$

$$\frac{\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_A}{\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_A} =$$

$$= \left\{ \frac{B_1 \theta_1^A (1-\theta_1^A) + 3B_2 \theta_2^A (1-\theta_2^A) + \frac{c_{ef} \rho_{ef}}{m \alpha \beta L_d}}{\dots} \right\}^{-1}. \quad (6)$$

Подставляя (5), (6) в (4), получим следующие результаты, которые вместе с погрешностями относительно численного решения [12. С. 97] представлены в табл. 1.

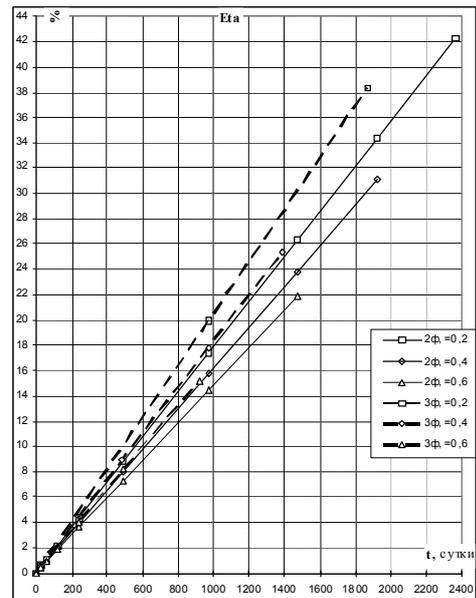


Рис. 2. Динамика текущей газотдачи газ-газогидратного пласта для двух- и трехфазных равновесий

Для случая трехфазного равновесия «газогидрат–газ–вода» с дополнительным условием фазового равновесия $\lg P^j = a - b/T^j$, где $j = C, D$, для δ_h при $t \rightarrow 0$ после применения правила Лопитала будем иметь

$$k_{ан} = \lim_{t \rightarrow 0} \delta_h = \left\{ 1 + \frac{\gamma(1-\beta)}{\alpha\beta} \frac{\left[\frac{1}{T^C} - \frac{1}{b} \right]}{\left(\frac{\partial \theta}{\partial P}\right)_C} \right\}^{-1}. \quad (7)$$

Результаты расчета по формуле (7) также приведены в табл. 1 вместе с погрешностью относительно численного решения [12. С. 103].

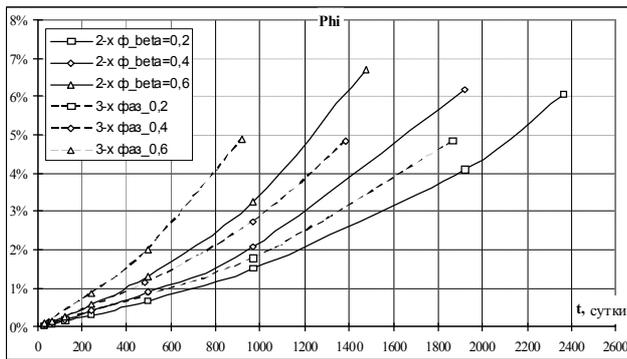


Рис. 3. Коэффициент текущей десорбированной газоотдачи кристаллов газового гидрата метана

При численном решении, ввиду дискретности шага по времени, наименьшее значение временного интервала равнялось 30 сут, поэтому величины скачков $k_{числ}$ для численного решения брались при этом значении времени. Такой конечный промежуток не мог не повлиять на изменение параметров, причем при трехфазном равновесии параметры менялись сильнее, чем при двухфазном, так как температура при трехфазном равновесии менялась более значительно, чем при двухфазном, в силу фазового соответствия. Поэтому вычисленные величины относительной погрешности для трехфазного равновесия являются такими значительными. Очевидно, что величина скачков k для δ_h на рис. 1 примерно соответствует значениям, приведенным в табл. 1.

Правильность полученных результатов подтверждает совпадение конечных значений параметров разработки численного метода со значениями, полученными при применении материального и теплового балансов при одинаковых начальных условиях, которые представлены в [12. С. 104; 13. С. 303]. Сопоставляя результаты решений и погрешности между численными и балансовыми методами (табл. 2), мы можем сделать вывод об удовлетворительной аппроксимации и устойчивости разностной схемы численного метода. Дополнительно она контролируется балансом массы при постоянном дебите газа [12. С. 98, 103; 13. С. 304], откуда вытекает, что приближенное решение уравнений фильтрации свободной газовой фазы с десорбцией газа из газогидрата дает хорошую сходимость результатов.

Точность численного метода можно оценить по материальному балансу при постоянном дебите q_g^0 , когда имеем $\Delta M = q_g t \rho_g^0$, следовательно $\frac{\Delta M}{V_{пор}} = \frac{q_g t \rho_g^0}{V_{пор}}$, где t – время разработки; ρ_g^0 – плотность газа при атмосферном давлении. В рассматриваемом нами случае эти параметры имеют следующие значения: $q_g = 0,6 \text{ м}^3/\text{с} = 51\,840 \text{ м}^3/\text{сут}$; $\rho_g^0 = 0,667\,9 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Данные, соответствующие различным β , и результаты вычислений для двух- и трехфазного равновесия приведены в табл. 3, 4.

Таблица 1

Величина скачков $k_{ан}$ и $k_{числ}$ и погрешности между ними

Параметры	Гидрат–газ			Гидрат–газ–вода		
	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6
$k_{ан}, \%$	1,93	4,99	10,58	2,65	6,76	14,02
$k_{числ}, \%$	1,88	4,86	10,39	2,82	7,30	16,65
Погрешность, %	2,6	2,6	1,8	-6,4	-8,0	-18,7

Таблица 2

Относительная разница между численным и балансовым методами для двухфазного равновесия

β	$T^B, \%$	$\delta_h, \%$	$\eta, \%$	$\Delta M / V_{пор}, \%$	$\varphi, \%$
0,2	0,003	0,494	-0,166	-0,114	0
0,4	0,005	0,686	-0,193	-0,106	0
0,6	0,013	-0,343	-0,229	-0,229	0,157

Таблица 3

Значения параметров и результаты расчетов для баланса массы при двухфазном равновесии «гидрат–газ»

β	$t, \text{сут}$	$\frac{\Delta M}{V_{пор}}$ (численный метод)	$\frac{q_g t \rho_g^0}{V_{пор}}$ (балансовый метод)	Относительная разница, %
0,2	2 364	34,99	34,74	0,72
0,4	1 922	28,43	28,24	0,66
0,6	1 473	21,79	21,65	0,66

Таблица 4

Результаты баланса массы при постоянном дебите газа и их относительная разница от численного решения уравнений фильтрации при трехфазном равновесии «гидрат–газ–вода»

β	$t, \text{сут}$	$\frac{q_g t \rho_g^0}{V_{пор}}$ (балансовый метод)	$\frac{\Delta M}{V_{пор}}$ (численный метод)	Погрешность, %
0,2	1 980	33,960	34,530	1,65
0,4	1 473	25,268	25,764	1,93
0,6	1 003	17,204	17,647	2,51

Сравнение этих таблиц показывает, что погрешности для трехфазного равновесия имеют большие значения. Как уже отмечалось выше, это связано с тем, что изменение температуры в данном случае значительно больше в силу фазового соответствия: для двухфазного равновесия изменение температуры составляет менее 1°, для трехфазного равновесия температура понижается примерно на 8°. Плотность газа при этом становится больше, следовательно масса добытого газа при одинаковых объемах будет увеличена. Это приводит к тому, что результат, полученный численным методом, больше значения, определенного балансовым методом.

Таким образом, проведен сравнительный количественный анализ параметров математических моделей нового метода разработки газ-газогидратного пласта, основанного на десорбции метана из газового гидрата метана при сохранении двухфазного и трехфазного равновесий «метан – газовый гидрат метана» и «метан – газовый гидрат метана – вода». При этом не происходит разложения газового гидрата метана и, следовательно, из него не выделяется вода. Это очень важный фактор в практике добычи природного газа, так как разложение газогидрата требует больших затрат энергии с одновременным выделением большого количества жидкой воды. Кроме того, существует риск вторичного (техногенного) гидратообразования, которое может уменьшить проницаемость пласта.

Сравнительный анализ показывает, что двухфазный процесс более предпочтителен, чем трехфазный, поскольку в этом случае более полно извлекается газ, сорбированный в газогидрате метана.

Библиографический список

1. Long, J. P. Hydrates in the Ocean and Evidence for the Location of Hydrate Formation / J. P. Long, E. D. Sloan // Intern. J. Thermophys. 1996. Vol. 17. № 1. P. 1–13.
2. Makogon, Y. F. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century / Y. F. Makogon, S. A. Holditch, T. Y. Makogon // J. Petrol. Sci. & Eng. 2007. Vol. 56. Iss. 1–3. P. 146–164.
3. Max, D. M. Natural Gas Hydrate: A Diagenetic Economic Mineral Resource / M. D. Max [et al.] // Economic

Geology of Natural Gas Hydrate. Netherlands : Springer, 2006. P. 131–190.

4. Черский, Н. В. К теории разработки газогидратных месторождений / Н. В. Черский, Э. А. Бондарев // Докл. АН СССР. 1984. Т. 275, № 1. С. 158–162.

5. Moridis, G. J. Numerical studies of gas production from several CH₄ hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada / G. J. Moridis [at al.] // J. Petrol. Sci. & Eng. 2004. Vol. 43. Iss. 3–4. P. 219–238.

6. Englezos, P. Gas Hydrates: A Cleaner Source of Energy and Opportunity for Innovative Technologies / P. Englezos, Ju Dong Lee // Korean J. Chem. Eng. 2005. Vol. 22, № 5. P. 671–681.

7. Alp, D. Gas production by depressurization from hypothetical Class 1G and Class 1W hydrate reservoirs / D. Alp, M. Parlaktuna, G. J. Moridis // Energy Conversion and Management. 2007. Vol. 48. Iss. 6. P. 1864–1879.

8. Development and Application of Gas Hydrate Reservoir Simulator Based on Depressurizing Mechanism / Won-Mo Sung, Dae-Gee Huh, Byong-Jae Ryu, Ho-Seob Lee // Korean J. Chem. Eng. 2000. Vol. 17, № 1. P. 344–350.

9. Иванов, Б. Д. Десорбция газа из гидратов при изменении равновесных условий / Б. Д. Иванов, В. В. Попов, И. Л. Хабибуллин // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Л., 1990. С. 195–201.

10. Иванов, Б. Д. Десорбция газа из гидрата при фильтрации свободного газа в условиях сохранения трехфазного равновесия «гидрат–газ–вода» / Б. Д. Иванов, В. В. Попов // Седьмой Всесоюз. съезд по теорет. и прикл. механике : аннот. докл. М., 1991. С. 168.

11. Иванов, Б. Д. Десорбция газа из гидрата при фильтрации свободного газа в условиях сохранности фазовых равновесий / Б. Д. Иванов, В. В. Попов // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения : тез. докл. Междунар. симп., 12–16 окт. 1992 г. СПб., 1992. С. 68.

12. Ларионов, В. Р. Перспективы практического использования газовых гидратов в горном деле / В. Р. Ларионов, С. М. Федосеев, Б. Д. Иванов. Якутск, 1993.

13. Иванов, Б. Д. Математическое моделирование безводной добычи газа из газ-газогидратного пласта / Б. Д. Иванов // Вестн. Самар. гос. ун-та. Естественнонауч. серия. 2008. № 3(62). С. 298–305.

B. D. Ivanov

MINING OF GAS-GASHYDRATE STRATUM DESORPTION METHOD AT PRESERVATION OF TWO-PHASE AND THREE-PHASE EQUILIBRIUMS

In the paper the comparative quantitative analysis of the obtained results of mathematical modelling of a new mining method of gas-gashydrate stratum – desorption is done at preservation of phase conditions: gas-gashydrate for two-phase and three-phase equilibriums.

Keywords: gas hydrate, gas-gashydrate stratum, mining of gashydrate stratum, phase equilibrium gashydrate-gas and gashydrate-gas-water, desorption of gas from gashydrate.