

УДК 532.546

Моделирование процессов образования и разложения газовых гидратов в пористой среде при депрессионном воздействии

М.Х. Хайруллин, П.Е. Морозов, А.И. Абдуллин, М.Н. Шамсиев
Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН

Аннотация. На основе численного моделирования двухфазной неизоэнтальпической фильтрации в пористой среде, насыщенной газом, водой и гидратом, проведён анализ депрессионного метода воздействия на газогидратную залежь.

Abstract. In this paper the analysis of depressurization in gas hydrate reservoir has been performed. It's based on numerical simulations of nonisothermal two-phase filtration in porous medium saturated with gas, water and hydrate.

Ключевые слова: газовые гидраты, пористая среда, диссоциация, моделирование, депрессионное воздействие
Key words: gas hydrates, porous medium, dissociation, simulation, depressurization

1. Введение

Газовые гидраты представляют собой твёрдые кристаллические соединения молекул газа и воды, устойчивые при определённых давлениях и температурах. При диссоциации одного кубического метра газового гидрата выделяется до 180 м³ газа и 0,8 м³ воды (Makogon, 2010). Природные газовые гидраты, состоящие в основном из гидрата метана, рассматриваются как перспективные источники углеводородного сырья. К настоящему времени газогидраты обнаружены в районах, расположенных вдоль побережий Северной и Южной Америки, Евразийского континента, в Австралии, Индии, Японии, под Чёрным, Каспийским и Средиземным морями, озером Байкал и др. По различным оценкам ресурсы природных газовых гидратов значительно превышают суммарные ресурсы всех горючих ископаемых. Поэтому актуальным является вопрос о поиске экономически рентабельных технологий разработки залежей газовых гидратов (Makogon, 2010; Birchwood et al., 2010). В настоящее время рассматриваются три основных метода добычи газа из гидратного пласта: понижение давления ниже равновесного, нагрев гидратосодержащих пород выше температуры разложения гидрата и их комбинация (рис. 1).

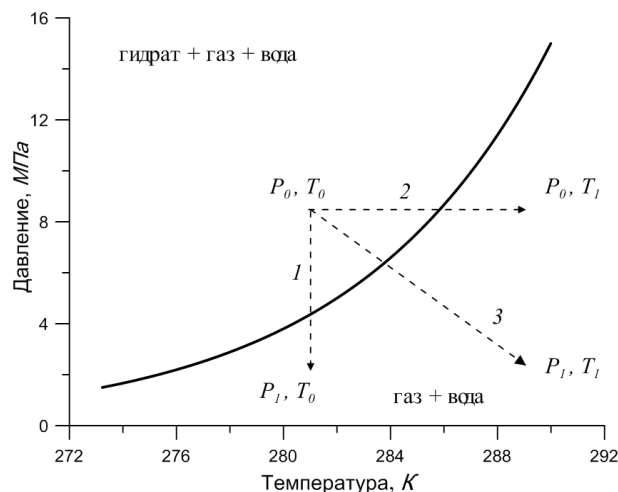


Рис. 1. Фазовая диаграмма системы "газ – вода – гидрат" и возможные методы добычи газа из гидратов. 1 – депрессионное воздействие, 2 – тепловое воздействие, 3 – комбинированное воздействие

2. Постановка задачи

Для математического моделирования процесса объёмной диссоциации газовых гидратов в пористой среде было предложено две модели – равновесная и кинетическая. В основе первой модели лежит предположение о том, что в каждом элементарном объёме пористой среды выполняется условие термодинамического равновесия системы "газ – вода – гидрат" (Бондарев и др., 1976; Максимов, Цыткин, 1990; Максимов, 1992; Бондарев, Попов, 2002; Нигматуллин и др., 1998). Кинетическая модель основана на экспериментальной зависимости скорости диссоциации газогидрата от давления, температуры и размеров его частиц (Kim et al., 1987). В работе (Kowalsky, Moridis, 2007) показано, что при численном моделировании процесса диссоциации газовых гидратов в пласте равновесная и кинетическая модели дают близкие результаты. Кроме того, отмечается, что использование равновесной модели предпочтительнее, так как она требует меньше вычислительных ресурсов.

В данной работе рассматривается осесимметричная задача об отборе газа из пласта, насыщенного термодинамически равновесной смесью газа, воды и гидрата. Предполагается, что скелет пористой среды и газовый гидрат несжимаемы и неподвижны, вода несжимаема, движение газа и воды подчиняется закону Дарси, кровля и подошва пласта теплоизолированы.

Основные уравнения, описывающие динамику равновесной смеси газа, воды и гидрата в пористой среде, выводятся из законов сохранения массы и энергии (Максимов, 1992; Бондарев, Попов, 2002; Нигматуллин и др., 1998; Цыткин, 2009). В радиальных координатах система уравнений имеет следующий вид (Бондарев, Попов, 2002):

$$(\rho C)_e \frac{\partial T}{\partial t} - mq\rho_h \frac{\partial S_h}{\partial t} - m(1 - S_w)(1 - S_h)\rho_g c_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\lambda \frac{\partial T}{\partial t} \right) + k(S_h)\rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} K_{JT} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 - k(S_h) \left(\rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} + \rho_w c_w \frac{f_w}{\mu_w} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} = 0; \quad (1)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} \left((1 - S_w)(1 - S_h) \frac{p}{zRT} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(S_h)f_g}{\mu_g} \frac{p}{zRT} \frac{\partial p}{\partial r} \right) - m\rho_h \varepsilon \frac{\partial S_h}{\partial t}; \quad (2)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (S_w(1 - S_h)) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(S_h)f_w}{\mu_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right) - m(1 - \varepsilon) \frac{\rho_h}{\rho_w} \frac{\partial S_h}{\partial t}, \quad (3)$$

где p – давление; T – температура; m – пористость; μ_g, μ_w – вязкость газа и воды; S_w – водонасыщенность; S_h – гидратонасыщенность; f_g, f_w – функции относительных фазовых проницаемостей для газа и воды; ρ_g, ρ_w, ρ_h – плотность газа, воды и гидрата; ε – массовое содержание газа в гидрате; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; $(\rho C)_e$ – объёмная теплоёмкость скелета и вмещающих флюидов; c_g, c_w – теплоёмкость газа и воды; q – теплота фазового перехода гидрата; η – коэффициент адиабатического расширения; K_{JT} – коэффициент Джоуля-Томсона; λ – коэффициент теплопроводности скелета и вмещающих флюидов.

Условие термодинамического равновесия смеси "газ – вода – гидрат" описывается эмпирическим уравнением (Бондарев и др., 1976):

$$T = a \ln p + b, \quad (4)$$

где a и b константы, определяемые экспериментально.

Предполагается, что в начальный момент времени пласт имеет гидратонасыщенность S_h^0 , водонасыщенность S_w^0 , равновесное давление p_0 и температуру $T_0 = a \ln p_0 + b$. На контуре питания пласта поддерживается постоянное давление p_0 и температура T_0 . На забое скважины задаётся постоянное давление (депрессионный метод воздействия):

$$p(r_c, t) = p_c. \quad (5)$$

Из решения системы нелинейных уравнений (1-4) находятся неизвестные значения функций p, T, S_h и S_w . Массовый дебит газа и воды в пластовых условиях определяется в виде:

$$Q_g = 2\pi H k(S_h) \rho_g \frac{f_g}{\mu_g} r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_e};$$

$$Q_w = 2\pi H k(S_h) \rho_w \frac{f_w}{\mu_w} r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_e},$$

где r_c – радиус скважины; H – толщина пласта.

Для численного решения данной задачи используется метод конечных разностей со сгущающейся в окрестности скважины сеткой узлов. Построение такой сетки осуществляется с помощью преобразования координат $u = \ln r$ (Азиз, Сеттари, 1982). Конечно-разностные аналоги уравнений (1-3) имеют вид:

$$\begin{aligned} & (\rho C)_e \frac{T_i^n - T_i^{n-1}}{\Delta t_n} - m\eta c_g (1 - S_{wi}^n)(1 - S_{hi}^n) \rho_{gi} \frac{P_i^n - P_i^{n-1}}{\Delta t_n} - \\ & - \lambda e^{-2u_i} \frac{T_{i+1}^n - 2T_i^n + T_{i-1}^n}{h^2} + k(S_{hi}^n) \rho_{gi}^n c_g \frac{f_{gi}^n}{\mu_g} K_{JT} e^{-2u_i} \frac{(P_i^n - P_{i-1}^n)^2}{h^2} - \\ & - k(S_{hi}^n) \left(\rho_{gi}^n c_g \frac{f_{gi}^n}{\mu_g} + \rho_w c_w \frac{f_{wi}^n}{\mu_w} \right) e^{-2u_i} \frac{P_i^n - P_{i-1}^n}{h} \frac{T_i^n - T_{i-1}^n}{h} = \\ & = m q \rho_h \frac{S_{hi}^n - S_{hi}^{n-1}}{\Delta t_n}, \quad i = \overline{1, M}; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} & \frac{m}{\Delta t_n} \left((1 - S_{wi}^n)(1 - S_{hi}^n) \frac{P_i^n}{zRT_i^n} - (1 - S_{wi}^{n-1})(1 - S_{hi}^{n-1}) \frac{P_i^{n-1}}{zRT_i^{n-1}} \right) = \\ & = m \rho_h \varepsilon \frac{S_{hi}^n - S_{hi}^{n-1}}{\Delta t_n}, \quad i = \overline{1, M}; \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} & \frac{m}{\Delta t_n} (S_{wi}^n (1 - S_{hi}^n) - S_{wi}^{n-1} (1 - S_{hi}^{n-1})) + m(1 - \varepsilon) \frac{\rho_h}{\rho_w} \frac{S_{hi}^n - S_{hi}^{n-1}}{\Delta t_n} = \\ & = e^{-2u_i} \left(r \frac{k(S_h) f_w}{\mu_w} \right)_{i+1/2} \frac{P_{i+1}^n - P_i^n}{h^2} - e^{-2u_i} \left(r \frac{k(S_h) f_w}{\mu_w} \right)_{i-1/2} \frac{P_i^n - P_{i-1}^n}{h^2}. \end{aligned} \quad (8)$$

Система нелинейных уравнений (6-8) решается итерационно. Вычислительный алгоритм заключается в следующем:

1. Из системы уравнений (7) методом потоковой прогонки находится распределение давления p .
2. Из решения системы уравнений (8) определяется водонасыщенность S_w .
3. Если $S_{hi}^{n-1} > 0$, то с учётом условия термодинамического равновесия (4) из уравнений (6) определяется гидратонасыщенность на новом временном слое. В случае $S_{hi}^{n-1} = 0$ из уравнений (6) находится распределение температуры.

3. Результаты расчётов

Расчёты проводились при следующих значениях параметров: $p_0 = 10$ МПа; $p_c = 5$ МПа; $S_h^0 = 0,39$; $S_w^0 = 0,21$; $r_c = 0,1$ м; $R_k = 500$ м; $H = 10$ м; $\rho_w = 1000$ кг/м³; $\rho_h = 920$ кг/м³; $m = 0,2$; $k_0 = 0,01$ мкм²; $N = 2$; $\mu_w = 1$ мПа/сек; $\mu_g = 0,013$ мПа/сек; $\varepsilon = 0,147$; $a = 7,28$; $b = 169,7$ К; $(\rho C)_e = 1,48$ Дж/(м³·К); $\lambda = 1,71$ Вт/(м·К); $c_g = 2093$ Дж/(кг·К); $c_w = 4200$ Дж/(кг·К); $c_h = 3210$ Дж/(кг·К); $K_{JT} = 0,4$ К/МПа; $\eta = 0,14$ К/МПа; $q = 5,1 \cdot 10^5$ Дж/кг. Значения параметров для газа соответствуют чистому метану.

Коэффициент сверхсжимаемости газа вычисляется по формуле Латонова-Гуревича (Бондарев, Попов, 2002):

$$z(p, T) = \left(0,17376 \ln \left(\frac{T}{T_{сп}} \right) + 0,73 \right)^{\frac{p}{p_{сп}}} + 0,1 \frac{p}{p_{сп}}.$$

Для вычисления относительных фазовых проницаемостей газа и воды используются зависимости (Максимов, Цыткин, 1990):

$$f_g(S_w) = \begin{cases} (1 - S_w / 0,9)^{3,5} (1 + 3S_w), & 0 < S_w \leq 0,9, \\ 0, & S_w \geq 0,9, \end{cases}$$

$$f_w(S_w) = \begin{cases} ((S_w - 0,2) / 0,8)^{3,5}, & 0,2 < S_w \leq 1, \\ 0, & 0 \leq S_w \leq 0,2. \end{cases}$$

Зависимость проницаемости от гидратонасыщенности принимается в виде (Бондарев и др., 1976; Нигматуллин и др., 1998):

$$k(S_h) = k_0(1 - S_h)^N,$$

где k_0 – абсолютная проницаемость породы в отсутствии гидрата.

На рис. 2 представлены графики распределения гидрато- и водонасыщенности в различные моменты времени. В результате разложения гидрата с течением времени водонасыщенность увеличивается по всему пласту, принимая максимальное значение за фронтом диссоциации.

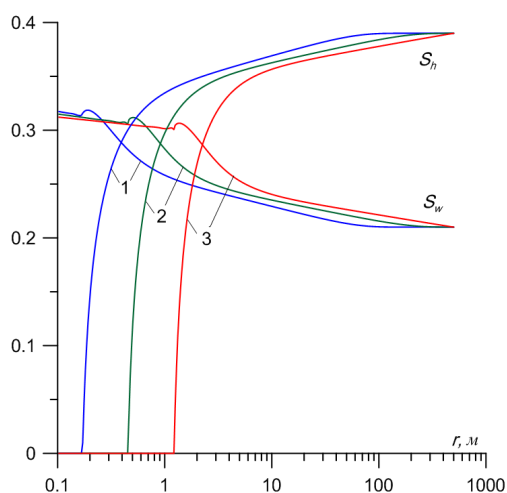


Рис. 2. Распределение гидрато- и водонасыщенности на моменты времени: 1 – 1 сут, 2 – 10 сут, 3 – 100 сут

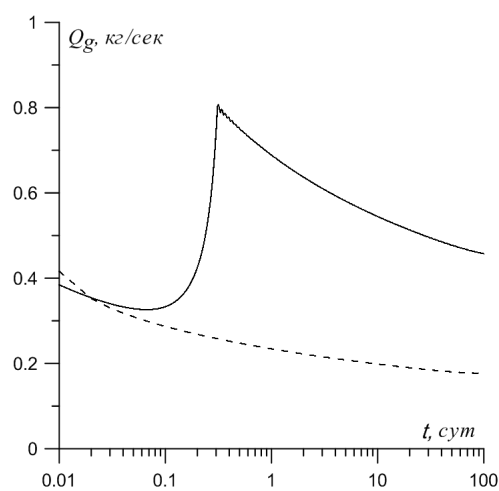


Рис. 3. Массовый расход газа

Графики изменения массового дебита газа с учётом (сплошная линия) и без учёта разложения газогидрата в пласте (пунктирная линия) представлены на рис. 3. Видно, что в результате диссоциации газогидрата в окрестности скважины зависимость массового расхода газа от времени имеет немонотонный характер.

Общий объём разложившегося гидрата определяется по формуле:

$$V_h = 2\pi H m \int_{r_c}^{R_k} r (S_h^0 - S_h(r)) dr. \quad (9)$$

Расчёты показали, что в результате диссоциации газового гидрата в течение ста суток из пласта дополнительно добывается порядка 10^6 м³ газа.

В процессе добычи газа при определённых термобарических условиях возможно вторичное образование газовых гидратов в окрестности скважины (Бондарев, Попов, 2002). На рис. 4 представлены графики распределения гидрато- и водонасыщенности при начальном пластовом давлении $p_0 = 20$ МПа и забойном давлении $p_c = 15$ МПа. В результате охлаждения газа вблизи скважины гидратонасыщенность начинает расти до тех пор, пока вся свободная вода не перейдёт в гидрат. В удалённой зоне пласта, как и в предыдущем примере, происходит диссоциация газогидрата. С ростом гидратонасыщенности в окрестности скважины фильтрационные свойства призабойной зоны ухудшаются. Зависимость массового расхода газа от времени представлена на рис. 5.

4. Заключение

В работе показано, что при депрессионном воздействии объём разложившегося гидрата незначителен по сравнению с общим объёмом гидрата в пласте. Поэтому для разработки газогидратной

залежи более эффективным является сочетание депрессионного и теплового метода воздействия. Установлено, что при пуске скважины в газогидратном пласте зависимость массового расхода газа и воды от времени имеет немонотонный характер. Немонотонность кривых изменения массового расхода газа при пуске скважины может служить одним из диагностических признаков диссоциации газовых гидратов в пласте.

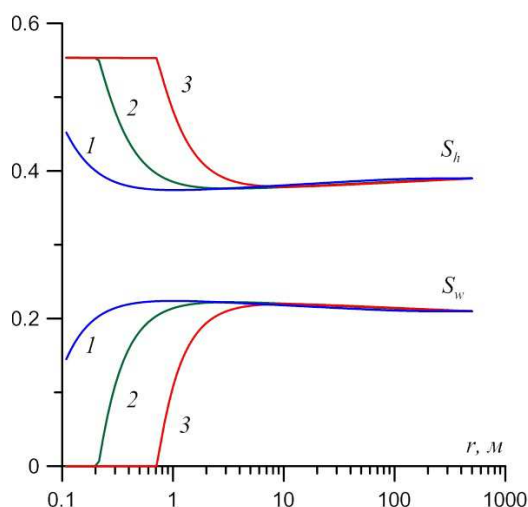


Рис. 4. Распределение гидрато- и водонасыщенности на моменты времени: 1 – 1 сут, 2 – 10 сут, 3 – 100 сут

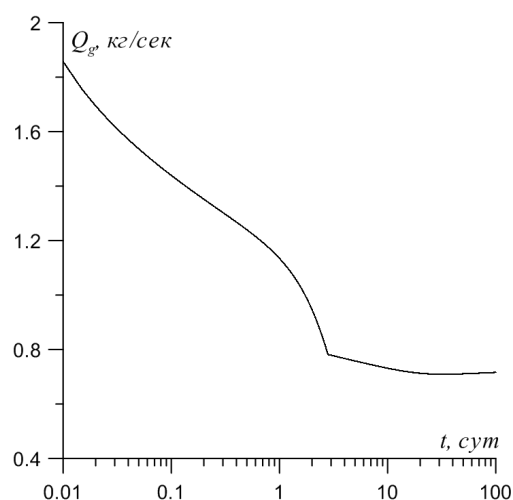


Рис. 5. Массовый расход газа

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 11-05-00878-а).

Литература

- Birchwood R., Dai J., Shelander D.** Developments in gas hydrate. *Oilfield review*, Spring, p. 18-33, 2010.
- Kim H.C., Bishnoi P.R., Heidemann R.A., Rizvi S.S.H.** Kinetics of methane hydrate decomposition. *Chem. Eng. Science*, v. 42, N 7, p. 1645-1653, 1987.
- Kowalsky M.B., Moridis G.J.** Comparison of kinetic and equilibrium reaction models in simulating gas hydrate behaviour in porous media. *Energy Conversion and Management*, N 48, p. 1850-1863, 2007.
- Makogon Y.F.** Natural gas hydrates – a promising source of energy. *J. Natural Gas Science and Eng.*, N 2, p. 49-59, 2010.
- Азиз Х., Сеттари Э.** Математическое моделирование пластовых систем. М., Недра, 407 с., 1982.
- Бондарев Э.А., Бабэ Г.Д., Гройсман А.Г., Каниболотский М.А.** Механика образования гидратов в газовых потоках. Новосибирск, Наука, 157 с., 1976.
- Бондарев Э.А., Попов В.В.** Динамика образования гидратов при добыче природного газа. *Выч. технологии*, т. 7, № 5, с. 28-33, 2002.
- Максимов А.М.** Математическая модель объёмной диссоциации газовых гидратов в пористой среде: учёт подвижности водной фазы. *ИФЖ*, т. 62, № 1, с. 76-81, 1992.
- Максимов А.М., Цыпкин Г.Г.** О разложении газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах. *Изв. АН СССР. МЖГ*, т. 25, № 5, с. 84-87, 1990.
- Нигматуллин Р.И., Шаганов В.Ш., Сыртланов В.Р.** Автомодельная задача о разложении газогидратов в пористой среде при депрессии и нагреве. *ПМТФ*, т. 39, № 3, с. 111-118, 1998.
- Цыпкин Г.Г.** Течения с фазовыми переходами в пористых средах. М., Физматлит, 232 с., 2009.