Таким образом, на основании результатов расчетов можно сделать следующие выводы:

- время температурной стабилизации для выбранного участка начинается с ~10 ч, что по технологическим процессам соотносится со временем спускоподъемных операций;
- наступление стабилизации по времени позволяет оправданно переопределять значения ранее вычисленных температурных полей скважины для исключения накопления в них ошибок из-за погрешности вычислений;
- время технологических процессов, определяемых как наращивание обычно меньше десятков минут, поэтому передачей тепла теплопроводностью при таких операциях возможно в расчетах пренебрегать;
- полученная модель передачи тепла теплопроводностью позволяет вычислять изменение температурных полей в скважине во времени, что позволяет последовательно определить НУ и ГУ для следующих технологических процессов.

Библиографический список

1. Лукьянов Э. Е. Исследование скважин в процессе бурения. – М.: Недра, 1979. – 248 с.
2. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с.
3. Пасконов В. М., Полежаев В. И., Чудов Л. А. Численное моделирование процессов тепло- и массообмена. – М.: Наука, 1984. – 288 с.
4. Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.
5. Самарский А. А., Вабищевич П. Н. Вычислительная теплопередача. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 784 с.
6. Моделирование тепловыделяющих систем: учеб. пособие / Р. А. Дорохов [и др.]. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 234 с.
7. Кузнецов Г. В., Шеремет М. А. Разностные методы решения задач теплопроводности: учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 172 с.
8. Дульнев Г. Н., Тихонов С. В. Основы теории тепломассообмена. – СПб.: СПбГУИТМО, 2010. – 93 с.
9. Дульнев Г. Н., Парфенов В. Г., Сигалов А. В. Применение ЭВМ для решения задач теплообмена. – М.: Высшая школа, 1990. – 207 с.
10. Самарский А. А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1989. – 616 с.
11. Волков Е. А. Численные методы. – М.: Наука, 1987. – 248 с.
12. Чиркин В. С. Теплофизические свойства материалов (справочное руководство). – М.: Гос. изд-во физико-математической лит-ры, 1959. – 356 с.
13. Седов В. Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. – Л.: Недра, 1990. – 127 с.

Сведения об авторах

Логинов Владимир Степанович, д. ф.-м. н., профессор кафедры теоретической и промышленной теплофизики Энергетического института, Томский политехнический университет, г. Томск, e-mail: LoginovVS@tpu.ru

Милютин Виктор Геннадьевич, аспирант кафедры теоретической и промышленной теплофизики Энергетического института, Томский политехнический университет, г. Томск, e-mail: milyutinvg@mail.ru

Information about the authors

Loginov V. S., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Theoretical and Industrial Thermophysics of Power Engineering Institute, Tomsk Polytechnic University, e-mail: LoginovVS@tpu.ru

Milyutin V. G., Postgraduate at the Department of Theoretical and Industrial Thermophysics of Power Engineering Institute, Tomsk Polytechnic University, e-mail: milyutinvg@mail.ru

УДК 553.98;536.2

ОТБОР ГАЗА ИЗ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩЕЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ GAS PRODUCTION FROM THE HYDRATE RESERVOIR AT NEGATIVE TEMPERATURES

Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин

N. G. Musakaev, S. L. Borodin

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: газовый гидрат; фазовый переход; вычислительный эксперимент

Key words: gas hydrate; phase transition; numerical experiment

В настоящее время в топливно-энергетическом балансе индустриально развитых стран наблюдается значительный объем потребления нефти и углеводородного газа (в основном метана). Так как эти источники энергии являются невозобновляемыми, то вполне понятны широко ведущиеся поиски новых, нетрадиционных источников углеводородов; в качестве таковых предлагается, например, использовать нефтесодержащие сланцы, битумы, газ, содержащийся в угольных пластах [1, 2]. При этом наибольшие запасы метана на нашей планете находятся в виде газовых гидратов. Для отбора природного газа из газогидратной залежи необходимо непосредственно в пласте разложить гидрат на составляющие, что достигается тепловым воздействием на гидратонасыщенный пласт и/или понижением давления на забое добывающей скважины [1, 3]. В работе [4] показано, что в случае отрицательной (меньше 0°C) начальной (до начала эксплуатации скважины) температуры пласта разложение газового гидрата всегда будет происходить с образованием льда либо на фронтальной поверхности, либо в протяженной области. При этом стоит отметить, что диссоциация гидрата на газ и лед является энергетически более выгодной, так, при образовании льда при разложении газового гидрата расходуется в три раза меньше энергии, чем при образовании воды [4, 5].

Для разработки технологии отбора природного газа из гидратосодержащей залежи необходимо построение адекватной математической модели изучаемого процесса, которая позволит в значительной мере уменьшить объем необходимых экспериментальных и промысловых данных и выбрать оптимальные условия для разработки газогидратных месторождений, а представление о сути изучаемых процессов даст возможность непосредственного управления ими [6, 7].

Постановка задачи. Рассмотрим возникающее при отборе природного газа из гидратонасыщенной залежи течение к совершенной скважине в горизонтальном пласте, кровля и подошва которого непроницаемы. Принимая пласт однородным и изотропным, а также пренебрегая влиянием верхней и нижней границ, можно считать, что задача одномерная и параметры зависят только от радиальной координаты и времени.

Пусть продуктивный пласт заполнен в исходном состоянии газом (метаном) и его гидратом, начальная температура T_0 в пласте отрицательная.

$$t = 0, \quad r \in [r_w, R_k]: \quad T = T_0 < 0^{\circ}\text{C}, \quad p = p_0, \quad S_h = S_{h0}, \quad S_g = 1 - S_{h0},$$

где t — время; r — радиальная координата; r_w и R_k — радиус скважины и радиус пласта; S_j ($j = i, h, g$) — насыщенность пор j -й фазой (i — лед, h — гидрат, g — газ); S_{h0} — начальная гидратонасыщенность.

Пусть через скважину, вскрывшую пласт на всю толщину, отбирается газ с постоянным массовым расходом Q при условии отсутствия кондуктивного потока тепла на границе скважины [4]

$$t > 0, \quad r = r_w: \quad Q = \frac{\pi k_g h}{z \mu_g R T} \left(r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right), \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0,$$

где k_g — проницаемость пласта по газу; μ_g и z — динамическая вязкость и коэффициент сверхсжимаемости газа; R — удельная газовая постоянная; h — толщина пласта.

Также можно задать другое граничное условие, а именно: через скважину, вскрывшую пласт на всю толщину, отбирается газ при постоянном забойном давлении p_w

$$t > 0, \quad r = r_w: \quad p = p_w < p_0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0.$$

На контуре питания запишем условия по температуре и давлению

$$t > 0, r = R_k : \quad \frac{\partial p}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0.$$

Примем следующие упрощающие предположения: пористость пласта m постоянна; скелет пористой среды, газовый гидрат и лед несжимаемы и неподвижны; температуры пористой среды и насыщающего вещества совпадают (однотемпературная модель).

Уравнения сохранения массы газа, льда и гидрата, закон Дарси, уравнение энергии и уравнение состояния для газа запишем в следующем виде [4, 7, 8]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho_g m S_g)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_g m S_g v_g) &= GJ, \\ \frac{\partial(\rho_i m S_i)}{\partial t} &= (1-G)J, \quad \frac{\partial(\rho_h m S_h)}{\partial t} = -J, \quad m S_g v_g = -\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r}, \\ \rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_g c_g m S_g v_g \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right) - \rho_g c_g m S_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_h L_h S_h), \\ p &= z \rho_g R T, \quad k_g = k S_g^3, \quad S_g + S_i + S_h = 1, \end{aligned}$$

$$z = (0,4 \cdot \lg(T/T_c) + 0,73)^{p/p_c} + 0,1 \cdot p/p_c,$$

где ρ_j и c_j ($j = g, i, h$) — плотность и удельная теплоемкость j -й фазы; ρ_{sk} , λ_{sk} и c_{sk} — плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой среды; J — интенсивность разложения газового гидрата; v_g — скорость газа; ε и η — коэффициент дросселирования и адиабатический коэффициент; L_h — теплота разложения гидрата; ρc и λ — удельная объемная теплоемкость и коэффициент теплопроводности системы «пласт — насыщающее вещество»; T_c и P_c — эмпирические критические параметры для газа.

На основе вышеприведенных уравнений можно записать уравнения пьезо- и температуропроводности

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{p}{T} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{p}{z} \frac{\partial z}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\rho_h}{\rho_g} G \frac{\partial S_h}{\partial t} + \frac{zRT}{mr S_g} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \rho_g k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \\ \frac{\partial T}{\partial t} &= \frac{\rho_g c_g}{\rho c} \left(\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 + m S_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} \right) + \frac{1}{\rho c} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{m \rho_h L_h}{\rho c} \frac{\partial S_h}{\partial t}. \end{aligned}$$

Для определения температуры фазового перехода «гидрат — газ и лед» используется следующая эмпирическая зависимость [7]:

$$T = T_0 + T_* \ln(p/p_{s0}),$$

где p_{s0} — равновесное давление, соответствующее исходной температуре пласта T_0 ; T_* — эмпирический параметр.

Построенная система уравнений решалась численно, с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций и оригинального авторского метода для учета фазового перехода «гидрат — газ и лед» [8, 9]. Для учета фазового перехода на каждой итерации во всех узлах пространственной сетки вычислялись температура и давление фазового перехода, затем рассчитывались

гидрато-, льдо- и газонасыщенность. Итерационный процесс продолжался до тех пор, пока не была достигнута приемлемая относительная погрешность между итерационными и новыми параметрами.

Численные эксперименты. Рассмотрим особенности разложения газовых гидратов на газ и лед при отборе газа из пласта, насыщенного в исходном состоянии метаном и его гидратом. Расчеты, если не оговорено дополнительно, проводились при следующих параметрах [4, 7, 10]:

$p_0 = 2,8$ МПа,	$p_w = 2,3$ МПа,	$T_0 = -3$ °C,	$r_w = 0,1$ м,
$R_k = 500$ м,	$m = 0,1$,	$k = 10^{-14}$ м ² ,	$S_{h0} = 0,2$,
$p_c = 4,6$ МПа,	$T_c = 190,56$ К,	$c_{sk} = 1\,000$ Дж/(кг·К)),	
$c_h = 2\,080$ Дж/(кг·К)),	$c_i = 2\,060$ Дж/(кг·К)),	$\lambda_{sk} = 1,5$ Вт/(м·К),	
$\lambda_h = 0,45$ Вт/(м·К),	$\lambda_i = 2,2$ Вт/(м·К),	$R = 518,3$ Дж/(кг·К),	
$\rho_{sk} = 2\,000$ кг/м ³ ,	$\rho_h = 900$ кг/м ³ ,	$\rho_i = 900$ кг/м ³ ,	$G = 0,12$,
$L_h = 166$ кДж/кг,	$T_{0*} = 271$ К,	$T_* = 30$ К,	$p_{s0} = 2,54$ МПа,

шаг по пространственной координате $\Delta r = 0,01$ м при $r \in [r_w; 10]$, $\Delta r = 0,1$ м при $r \in (10; 100]$, $\Delta r = 1$ м при $r \in (100; R_k]$; время расчетов $t_{\text{end}} = 365$ сут; шаг по времени $\Delta t = 1$ сут; значения c_g , λ_g , μ_g определялись путем интерполяции табличных данных для метана.

На рисунке 1 представлены поля температуры и гидратонасыщенности при различных давлениях p_w на забое скважины и при отрицательной начальной температуре гидратонасыщенной залежи ($T_0 < 0$ °C) на 30-е сутки после начала эксплуатации скважины.

Рис. 1. Распределения по координате r температуры (а) и гидратонасыщенности (б) при различных значениях давления на забое скважины p_w : линии 1, 2 и 3 соответствуют $p_w = 2, 2,3$ и $2,6$ МПа; T_0 — начальная температура пласта

Из приведенных данных (см. рис. 1) видно, что температура в пласте не поднимается выше T_0 , то есть газовый гидрат всегда будет разлагаться на газ и лед. Также стоит отметить, что в зависимости от величины p_w возможны три случая. При относительно небольших значениях градиента давления (кривая 3) не происходит разложение гидрата (S_h сохраняет постоянное значение по всей длине пласта), и отбирается только свободный газ. Во втором случае гидратонасыщенность на некотором расстоянии от скважины меняется скачком (кривая 2), то есть реализуется так называемая фронтальная схема разложения газового гидрата. При больших значениях градиента давления (кривая 1) возникает протяженная (объемная) зона фазовых переходов, в которой газ, лед и гидрат находятся в равновесии.

Влияние исходной гидратонасыщенности S_{h0} на величину массового расхода (на единицу толщины пласта) отбора газа Q из гидратосодержащей залежи проиллюстрировано на рисунке 2. Как следует из этого рисунка, чем больше значение S_{h0} , тем ниже темпы отбора газа. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что газ, который высвобождается при разложении гидратов, составляет относительно небольшую часть отбираемого из пласта газа. При неизменном давлении на забое

скважины интенсивность отбора газа будет тем ниже, чем больше исходная гидратонасыщенность.

Рис. 2. Эволюция во времени массового расхода газа Q при различных значениях начальной гидратонасыщенности S_{h0} : линии 1, 2 и 3 соответствуют $S_{h0} = 0,2; 0,4$ и $0,6$

На рисунке 3 представлена эволюция во времени величины Q при различных проницаемостях пористой среды k . Из данных, приведенных на этом рисунке, видно, что при высокой проницаемости (кривая 3) в некоторый момент времени (на графике ему соответствует начало резкого снижения массового расхода, в расчетах — 313 суток) происходит полное разложение гидрата, что объясняется высокой интенсивностью фазовых переходов. После полного разложения гидрата в пласте быстро снижается расход, и практически прекращается отбор газа из-за выравнивания давления во всем пласте. Данное обстоятельство возникает вследствие принятия на правой границе пласта ($r = R_k$) условия непроницаемости границы. Если же на контуре питания принять условие постоянства давления, то гидродинамическая картина будет иная.

Рис. 3. Изменение массового расхода газа Q со временем при различных значениях проницаемости пласта k : линии 1, 2 и 3 соответствуют $k = 10^{-16}, 10^{-14}$ и 10^{-12} м

Таким образом, проведено математическое моделирование, и построена численная схема, позволяющая найти основные параметры неизо термического фильтрационного течения в гидратонасыщенном пласте с учетом разложения газового гидрата на газ и лед. Показано, что при отрицательной исходной температуре пласта разложение газового гидрата всегда происходит с образованием льда либо на фронтальной поверхности, либо в протяженной области.

Библиографический список

1. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. — М.: Недра, 1985. — 208 с.
2. Коллетт Т. С., Льюис Р., Учида Т. Растущий интерес к газовым гидратам // Нефтегазовое обозрение. — Осень, 2001. — С. 38–53.
3. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. — 2003. — № 3. — С. 70–79.
4. Хасанов М. К., Мусакаев Н. Г., Гималтдинов И. К. Особенности диссоциации газогидратов с образованием льда в пористой среде // Инженерно-физический журнал. — 2015. — Т. 88, № 5. — С. 1022–1030.
5. Цыпкин Г. Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах. — М.: Физматлит, 2009. — 232 с.
6. Чернов А. А. Моделирование неравновесных процессов кристаллизации, кавитации и гидратообразования в метастабильных средах // Автореф. дис. д-ра физ.-мат. наук. — Новосибирск, 2012. — 43 с.
7. Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. — М.: Наука, 2016. — 238 с.

8. Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Хасанов М. К. Оценка возможности образования гидрата в пласте при добыче газа для условий Южно-Русского газового месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 93–98.

9. Бородин С. Л. Численный алгоритм решения задачи одномерной радиальной неизотермической фильтрации газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 4 (4). – С. 58–68.

10. Musakaev N. G., Borodin S. L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, № 5. – P. 981–991.

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалимович, д. ф.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Бородин Станислав Леонидович, к. ф.-м. н., научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Information about the authors

Musakaev N. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Development and Exploration of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen; Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Borodin S. L., Candidate of Physics and Mathematics, Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

УДК 622.276

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

EXPLOITATION OF GAS WELLS IN LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF GAS FIELDS

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovskii, E. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; гидратообразование;
газожидкостный поток; лифтовая колонна*

Key words: surface active substances; hydrate formation; gas-liquid flow; lift column

В период поздней стадии разработки газовых месторождений требуются решение специфических вопросов добычи газа и повышение капитальных затрат для увеличения дебита эксплуатационных скважин.

В начальный период эксплуатации месторождений вынос жидкости с забоев скважин осуществляется за счет высокой скорости движения газа в лифтовых колоннах.

На заключительной стадии разработки газовых месторождений происходит снижение пластового давления и увеличивается поступление пластовой жидкости на забой скважины, которая накапливается в стволе скважины. Для предотвращения этих негативных последствий необходимо в процессе эксплуатации корректировать их технологический режим, что приводит к снижению объемов добычи газа.

Режим работы газовых скважин характеризуется коэффициентами относительного дебита газа и относительных потерь давления газа в стволе скважины. При обосновании технологического режима эксплуатации скважин требуется обеспечивать эксплуатацию скважин с минимальными коэффициентами потерь давления газа в стволе скважины и относительного дебита газа. Значения этих коэффициентов характеризуют продуктивность скважин и могут быть больше или меньше единицы.

Коэффициент относительного дебита газа определяется по формуле как отношение фактического дебита газа к базовому дебиту.

$$K_{\text{отн.д.}} = \frac{Q_{\phi}}{Q_0},$$