

Наиль Габсалямович МУСАКАЕВ¹
Станислав Леонидович БОРОДИН²
Денис Сергеевич БЕЛЬСКИХ³

УДК 553.98; 536.2

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА НАГНЕТЕНИЯ ГАЗА В НАСЫЩЕННЫЙ МЕТАНОМ И ЕГО ГИДРАТОМ ПЛАСТ

- ¹ доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник,
Тюменский филиал Института теоретической
и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН;
профессор, Тюменский государственный университет
musakaev@ikz.ru
- ² кандидат физико-математических наук, научный сотрудник,
Тюменский филиал Института теоретической
и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН
borodin@ikz.ru
- ³ аспирант, Тюменский государственный университет
bedeser@yandex.ru

Аннотация

Залежи газовых гидратов рассматриваются рядом исследователей в качестве перспективного источника углеводородного сырья. Для их промышленного использования необходимо решить ряд сложных проблем, включая создание и обоснование методов разработки газогидратных месторождений. В работе приведено описание различных методов отбора метана из газогидратных пластов: повышение температуры в пласте; искусственное понижение давления на границе гидратосодержащей залежи (депресссионное воздействие на пористую среду); закачка ингибиторов и метод замещения CO_2 - CH_4 в гидрате метана. В плоскопараллельном приближении представлена постановка задачи о закачке теплого (с температурой выше исходной температуры пласта)

Цитирование: Мусакаев Н. Г. Расчет параметров процесса нагнетания газа в насыщенный метаном и его гидратом пласт / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин, Д. С. Бельских // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 165-178.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-165-178

газа в пористый пласт, насыщенный в исходном состоянии метаном и его гидратом. Предложена математическая модель неизотермической фильтрации газа с учетом фазового перехода. Проведено численное исследование зависимости объемного расхода отбираемого из гидратосодержащей залежи метана от параметров нагнетаемого теплоносителя, проницаемости и исходной гидратонасыщенности пласта.

Ключевые слова

Разложение газового гидрата, пористая среда, тепловое воздействие, математическая модель.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-165-178

Введение

Сегодняшний момент в развитии мировой экономики характеризуется возрастающей энергозатратностью промышленного производства, а также увеличением индивидуального потребления энергии, особенно в быстроразвивающихся странах, таких как Китай, Индия, Бразилия и т. д. Поэтому в ряде государств проводятся исследования, связанные с разведкой и промышленным освоением нетрадиционных источников сырья для энергетики и химической промышленности [22, 23, 30].

Рядом исследователей в качестве перспективного источника углеводородного сырья рассматриваются залежи гидрата метана [6, 22]. Данное мнение связано, в первую очередь, с весьма широким распространением гидратосодержащих горных пород. Залежи гидрата метана присутствуют во многих районах земного шара, поэтому большинство стран могло бы осваивать и эксплуатировать эти месторождения. Для части литосферы и гидросферы Земли термобарический и геохимический режим соответствует условиям устойчивого накопления и существования газогидратов (так называемая зона стабильности газовых гидратов), например, в районах залегания многолетнемерзлых пород или в донных осадках акватории морей и океанов [5, 22]. Кроме того, специфика газовых гидратов такова, что они способны аккумулировать значительное количество газа, т. е. одна и та же масса газа присутствует в газогидратном состоянии при гораздо меньших давлениях и объемах, нежели чем в свободном [3, 17].

В настоящее время изучают различные методы отбора метана из газогидратных пластов [3, 30]: повышение температуры в пласте; искусственное понижение давления на границе гидратосодержащей залежи (депрессионное воздействие на пласт); нагнетание в пористую среду ингибиторов и метод замещения, основанный на вытеснении метана из гидратов CH_4 посредством заполнения их другим газом. Повышения температуры газогидратного пласта можно добиться за счет доставки тепла в гидратосодержащие породы, а именно: нагнетание в пласт теплоносителя, электромагнитный нагрев и т. п. Результаты лабораторных экспериментов показали, что до половины извлеченной энергии (а иногда и больше) необходимо для создания нужного, для целей нагрева пород, тепла [29], поэтому в ряде случаев тепловое

воздействие на гидратосодержащую залежь может оказаться экономически нецелесообразным [30]. Теоретическое изучение данного метода отбора газа из метангидратного пласта представлено, например, в работах [7, 19-21]. Технология реализации депрессионного метода разработки гидратосодержащих залежей заключается в понижении пластового давления до значений, меньших величины равновесного давления диссоциации гидрата метана, с последующим отбором свободного газа [23]. При таком снижении давления газовый гидрат в пористом коллекторе оказывается за пределами зоны своей стабильности и может диссоциировать на составляющие (газ + вода или газ + лед), отбирая при этом из пласта тепло. Теоретические аспекты депрессионного метода также рассмотрены в ряде работ, например, [2, 10, 12, 13, 15, 24]. Закачка в газогидратный пласт ингибитора позволяет снизить величину равновесной температуры разложения газового гидрата [3, 6]. Но закачиваемые ингибиторы могут представлять серьезную экологическую угрозу. Кроме того, стоит отметить такие ограничения технологии, как достаточно высокая стоимость и медленное протекание реакции ингибитора с газовым гидратом. Метод замещения CO_2 - CH_4 основан на том, что гидрат диоксида углерода является более стабильным, чем гидрат метана [27], поэтому молекулы двуокиси углерода могут замещать в нем молекулы метана. Данный метод позволяет производить одновременную консервацию CO_2 и добычу CH_4 [30]. Среди первых работ по замещению метана на диоксид углерода в гидрате CH_4 можно отметить статью К. Огаки, К. Такано и др. [26]. В этой работе было проведено лабораторное исследование процесса образования газогидрата в воде, насыщенной метаном, при подаче диоксида углерода в раствор. Авторы установили, что область стабильности гидрата диоксида углерода шире и теплота гидратообразования выше, чем у метана. Математические модели замещения CO_2 - CH_4 при закачке диоксида углерода в газогидратный пласт приведены в работах [4, 14, 18, 28].

В настоящей работе при плоскопараллельной постановке изучены особенности процесса закачки в гидратонасыщенный пласт теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) газа. Такие исследования необходимы, т. к. любые промышленные изыскания и наработки должны быть подкреплены вычислительными экспериментами, основанными на обоснованных математических моделях [16, 17].

Постановка задачи

Будем рассматривать горизонтальный пласт, поры которого в исходном состоянии насыщены газом (метаном) и его гидратом. Предполагается, что до момента закачки теплого газа (метана) пористый коллектор имеет гидратонасыщенность ν . Пусть начальные пластовые давление p_0 и температура T_0 соответствуют термобарическим условиям совместного присутствия в пласте метана и его гидрата:

$$t = 0, x \in [0, L]: T = T_0, p = p_0, S_h = \nu, S_g = 1 - \nu,$$

где t — время; x — пространственная координата; L — длина пласта; S_j ($j = g, h, i$) — насыщенность пор j -фазой (g — газ, h — гидрат, i — вода).

В некоторый момент времени через левую границу гидратонасыщенного пласта начинается закачиваться метан под давлением p_w и с температурой T_w :

$$t > 0, x = 0: p = p_w > p_0, T = T_w > T_0.$$

Если температура закачиваемого в пласт метана выше равновесной температуры разложения гидрата CH_4 , то в пористом коллекторе может начаться процесс диссоциации газогидрата. Соответственно, в пласте формируются две зоны. Одна область прилегает к границе нагнетания $x = 0$, в этой зоне поры коллектора насыщены газом и водой. Вторая область соприкасается с правой границей пласта и не затронута тепловым воздействием. На границе между этими зонами имеет место скачок насыщенностей фаз, потоков массы и тепла. Гидратонасыщенность второй области равна начальной гидратонасыщенности пласта v .

Разложение газового гидрата происходит на поверхности $x = x_{(s)}$, разделяющей две выделенные зоны. Таким образом, в работе принято, что процесс фазового перехода полностью осуществляется на фронтальной границе. Интенсивность диссоциации гидрата метана в принятой равновесной схеме лимитируется отводом скрытой теплоты фазовых переходов. Т. е. в рамках рассматриваемой постановки задачи темпы продвижения границы разложения газогидрата будут определяться процессом теплообмена в пористом коллекторе [16, 17]. Данное обстоятельство связано с тем, что теплоперенос, определяемый в большей мере теплопроводностью, в природных пластах протяженностью сотни метров осуществляется за весьма значительные времена. Так, для пористого пропластка протяженностью один метр характерное время протекания теплообменных процессов составляет величину порядка суток [8]. При таких временах должно соблюдаться условие равновесия по температуре в зоне фазовых переходов. Тогда значения температуры и давления на поверхности $x = x_{(s)}$, разделяющей две выделенные в пласте области, связаны условием фазового равновесия системы метан — вода — гидрат CH_4 . Для аппроксимации данной кривой в работе использована авторская корреляция [25].

Отбор газа из гидратосодержащей залежи осуществляется через правую границу пласта, при этом условия по давлению и температуре могут быть представлены в следующем виде:

$$t > 0, x = L: p = p_L = \text{const}, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0.$$

Основные уравнения и допущения для процесса закачки в гидратонасыщенный пласт теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) газа представлены в нашей работе [7]. В предложенной математической модели учтен ряд факторов, существенно влияющих на протекание изучаемого процесса, а именно: неизотермическое фильтрационное течение, диссоциация в пласте метангидрата, эффект адиабатического охлаждения и дроссельный эффект (эффект Джоуля — Томсона). Коэффициент сверхсжимаемости для метана определяется на основе соотношения Латонова — Гуревича.

В работе численная реализация математической модели неизоэтермической фильтрации газа с учетом разложения гидрата метана осуществлялась на основе ранее предложенного авторами алгоритма [7]. Был разработан программный продукт, позволяющий найти для каждого момента времени распределение по координате x различных параметров фильтрационного потока (давление, температура, насыщенности фаз и т. д.) в зависимости от давления и температуры нагнетаемого газа, исходных параметров пласта, а также начальной гидратонасыщенности пористого коллектора.

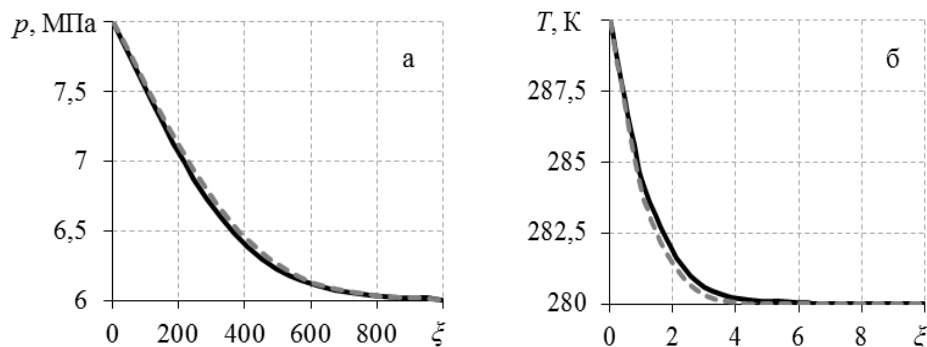


Рис. 1. Распределение по автомодельной координате ξ давления (а) и температуры (б); сплошная линия — расчет с использованием разработанного программного продукта, штриховая — автомодельное решение

Fig. 1. Distribution of the pressure (а) and temperature (б) according to the automodel coordinate ξ ; solid line is a calculation using the developed software product, dashed line is the self-similar solution

С целью тестирования разработанного программного продукта было проведено сравнение результатов численного эксперимента с автомодельными решениями из диссертационной работы М. К. Хасанова [11] (рис. 1).

Из данных, представленных на рис. 1, видно хорошее согласие численных и автомодельных решений. Небольшое различие в результатах связано со следующим: в диссертации М. К. Хасанова газ, в отличие от нашей работы, полагался calorически совершенным. Также авторами расчеты велись для пласта конечной протяженности, а в работе [11] рассматривался случай полубесконечного пласта.

Результаты расчетов

В работе рассмотрено влияние различных параметров на величину объемного расхода отбираемого из пласта газа (рис. 2). При проведении расчетов были приняты следующие значения используемых параметров i -фазы ($i = g, l, h$) [1, 6, 16, 17, 20, 28]: массовая доля метана в гидрате CH_4 — $G = 0,12$; коэффициент теплопроводности — $\lambda_h = 0,45$ Вт/(м·К), $\lambda_l = 0,56$ Вт/(м·К), $\lambda_g = 0,04$ Вт/(м·К); удельная теплоемкость — $c_h = 2\,000$ Дж/(кг·К), $c_l = 4\,200$ Дж/(кг·К), $c_g = 1\,560$ Дж/(кг·К); плотность — $\rho_h = 910$ кг/м³, $\rho_l = 1\,000$ кг/м³; коэффициент динамической вязкости газа — $\mu_g = 1,14 \cdot 10^{-5}$ Па·с; удельная газовая постоянная —

$R_g = 519$ Дж/(кг·К); теплота разложения метангидрата — $L_h = 4,4 \cdot 10^5$ Дж/кг; эмпирические критические параметры для метана — $p_c = 4,6$ МПа; $T_c = 190,56$ К. Для скелета пористой среды: плотность — $\rho_{sk} = 2300$ кг/м³; коэффициент теплопроводности — $\lambda_{sk} = 1,5$ Вт/(м·К) и удельная теплоемкость — $c_{sk} = 1000$ Дж/(кг·К). Исходные параметры пласта: длина — $L = 200$ м; площадь поперечного сечения пласта — $S = 1000$ м²; пористость — $\phi = 0,1$; проницаемость — $k = 10^{-15}$ м²; исходная гидратонасыщенность — $v = 0,2$; исходная пластовая температура — $T_0 = 279$ К, давление — $p_0 = 7$ МПа. Значения на границах пласта: $p_w = 11$ МПа; $p_L = p_0 = 7$ МПа; $T_w = 318$ К.

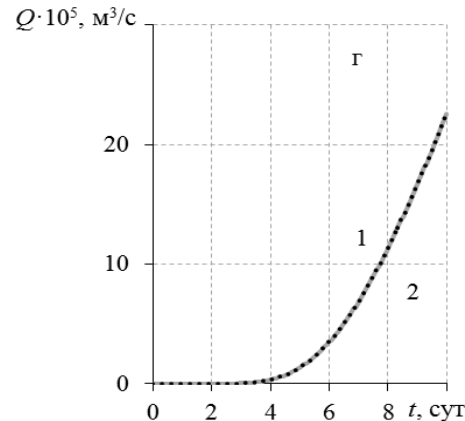
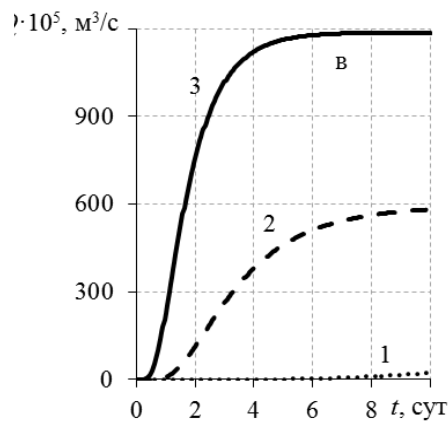
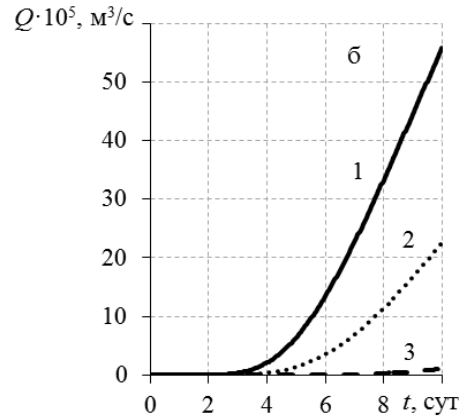
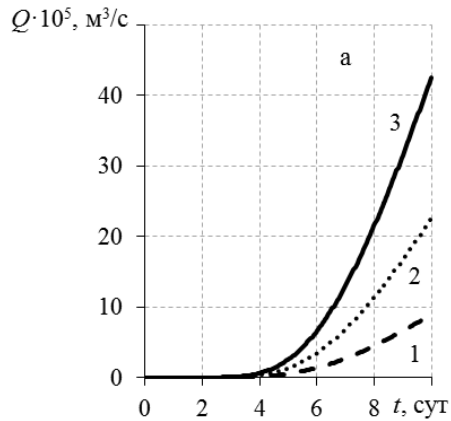


Рис. 2. Изменение во времени объемного расхода отбираемого газа; линии 1, 2 и 3 (а) соответствуют давлению на левой границе 9, 11 и 13 МПа; линии 1, 2 и 3 (б) соответствуют начальной гидратонасыщенности 0,1; 0,2 и 0,4; линии 1, 2 и 3 (в) соответствуют проницаемости пласта 10^{-15} ; $5 \cdot 10^{-15}$ и 10^{-14} ; линии 1 и 2 (г) соответствуют температуре на левой границе 318 и 353 К

Fig. 2. Change in time of the volumetric flow rate of the gas being withdrawn: lines 1, 2 and 3 (a) correspond to the pressure at the left border of 9, 11 and 13 MPa; lines 1, 2 and 3 (б) correspond to the initial hydrate saturation of 0.1, 0.2 and 0.4; lines 1, 2 and 3 (в) correspond to the permeability of the formation 10^{-15} , $5 \cdot 10^{-15}$ and 10^{-14} ; lines 1 and 2 (г) correspond to the temperature at the left boundary of 318 and 353 K

Из данных, представленных на рис. 2а, видно, что отбор метана из пласта начинается через некоторый промежуток времени Δt после начала эксплуатации гидратонасыщенной залежи, причем чем больше значение давления на левой границе, тем меньше величина Δt . Связано это с тем, что для возникновения притока к правой границе пласта (в наших расчетах $p_L = p_0$), через которую происходит добыча метана, необходим перепад давления в области, примыкающей к этой ($x = L$) границе. Такой перепад давления, обусловленный заданным в момент времени $t = 0$ при $x = 0$ градиентом давления, возникает лишь через промежуток времени Δt (рис. 3).

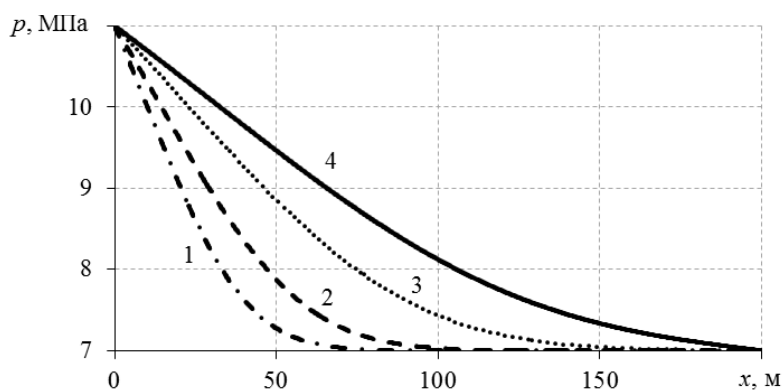


Рис. 3. Распределение давления по длине пласта; линии 1, 2, 3 и 4 соответствуют моментам времени 1, 2, 5 и 10 суток

Fig. 3. Pressure distribution along a length of the formation; lines 1, 2, 3 and 4 correspond to time points of 1, 2, 5 and 10 days

На рис. 2б и 2в приведена зависимость объемного расхода отбираемого из гидратосодержащей залежи газа Q от исходных параметров пласта (начальной гидратонасыщенности v и проницаемости k). Видно, что большим значениям Q соответствует меньшие значения v и большие значения k , что обусловлено, в первую очередь, ростом фазовой проницаемости для газа k_g с уменьшением исходной гидратонасыщенности пласта (и соответственно, увеличением газонасыщенности) и увеличением проницаемости пористого коллектора.

Из данных, представленных на рис. 2г, видно, что изменение температуры закачиваемого в пласт газа практически не оказывает заметного влияния на величину объемного расхода, отбираемого из гидратосодержащей залежи газа. Связано это с тем, что повышение температуры нагнетаемого теплоносителя приводит, в первую очередь, к росту темпов продвижения вглубь пласта границы разложения метангидрата $x = x_{(s)}$ [9], но для рассматриваемых в работе времен протяженность зоны пористого коллектора, насыщенной метаном и водой, имеет весьма небольшие значения (рис. 4). Поэтому отбирается лишь свободный газ.

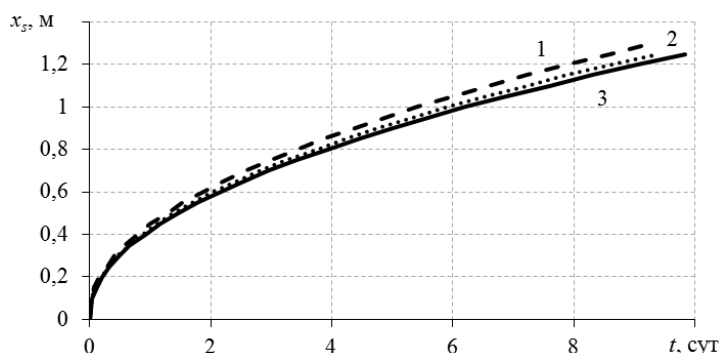


Рис. 4. Изменение во времени положения границы диссоциации метангидрата; линии 1, 2 и 3 соответствуют давлению на левой границе ($x = 0$) 9, 11 и 13 МПа

Fig. 4. Change in time of the boundary's position during dissociation of methane hydrate; lines 1, 2, and 3 correspond to the pressure at the left border ($x = 0$) of 9, 11, and 13 MPa

Заключение

Для задачи закачки в залежь, насыщенную в начальном состоянии метаном и его гидратом, теплого (с температурой большей исходной температуры пласта) газа предложена математическая модель процесса диссоциации в пласте газогидрата с учетом неизотермического фильтрационного течения, эффекта адиабатического охлаждения, дроссельного эффекта, реальных свойств газа. Выполненное сравнение результатов численного эксперимента с автомодельными решениями показало их хорошее согласие. Проведен анализ влияния исходных параметров пласта (начальной гидратонасыщенности и проницаемости), давления и температуры закачиваемого метана на объем отбираемого из гидратосодержащей залежи газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бык С. Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина. М.: Химия, 1980. 296 с.
2. Васильев В. И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В. И. Васильев, В. В. Попов, Г. Г. Цыпкин // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2006. № 4. С. 127-134. DOI: 10.1007/s10697-006-0078-z
3. Воробьев А. Е. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды: учеб. пособие. 2-е изд., испр. и доп. / А. Е. Воробьев, В. П. Малюков. М.: Российский университет дружбы народов, 2009. 292 с.
4. Гималтдинов И. К. Вытеснение метана из газогидрата в пористой среде при закачке углекислого газа / И. К. Гималтдинов, М. В. Столповский, М. К. Хасанов // Прикладная механика и техническая физика. 2018. Том 59. № 1 (347). С. 3-12. DOI: 10.15372/PMTF20180101

5. Дучков А. Д. Оценка возможности захоронения углекислого газа в криолитозоне Западной Сибири / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов, М. Е. Пермяков // Криосфера Земли. 2009. Том 13. № 4. С. 62-68.
6. Истомин В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. М.: Недра, 1992. 236 с.
7. Мусакаев Н. Г. Математическая модель и алгоритм решения задачи неизотермической фильтрации газа в пласте с учетом разложения гидрата / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин, Д. С. Бельских // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математика. Механика. Физика. 2017. Том 9. № 2. С. 22-29. DOI: 10.14529/mmph170203
8. Мусакаев Н. Г. Математическая модель процесса захоронения углекислого газа в гидратонасыщенном пласте / Н. Г. Мусакаев, М. К. Хасанов // Труды Института механики им. Р. Р. Мавлютова Уфимского научного центра Российской академии наук. 2016. Том 11. № 2. С. 181-187. DOI: 10.21662/uim2016.2.026
9. Мусакаев Н. Г. Математическое моделирование процесса нагнетания теплого газа в насыщенный метаном и его гидратом пласт / Н. Г. Мусакаев, С. Л. Бородин, Д. С. Бельских // Известия вузов. Нефть и газ. 2018. № 4. С. 68-74.
10. Хайруллин М. Х. 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 // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2013. Том 16. № 4. С. 803-807.
11. Хасанов М. К. Особенности образования и разложения газогидратов в пористой среде при инъекции газа: дисс. ... канд. физ.-мат. наук / М. К. Хасанов. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2007. 113 с.
12. Хасанов М. К. Особенности разложения газогидратов с образованием льда в пористой среде / М. К. Хасанов, Н. Г. Мусакаев, И. К. Гималтдинов // Инженерно-физический журнал. 2015. Том 88. № 5. С. 1022-1030. DOI: 10.1007/s10891-015-1284-5
13. Цыпкин Г. Г. Математическая модель диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом в пластах / Г. Г. Цыпкин // Доклады Академии наук. 2001. Том 381. № 11. С. 56-59. DOI: 10.1134/1.1424377
14. Цыпкин Г. Г. Математическая модель инъекции углекислого газа в пласт с образованием гидрата / Г. Г. Цыпкин // Доклады Академии наук. 2014. Том 458. № 4. С. 422-425. DOI: 10.7868/S0869565214220113
15. Цыпкин Г. Г. О режимах диссоциации газовых гидратов в высокопроницаемых пластах / Г. Г. Цыпкин // Инженерно-физический журнал. 1992. Том 63. № 6. С. 714-721. DOI: 10.1007/BF00853524
16. Цыпкин Г. Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах / Г. Г. Цыпкин. М.: Физматлит, 2009. 232 с.
17. Шагапов В. Ш. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. М.: Наука, 2016. 238 с.
18. Шагапов В. Ш. Инъекция жидкого диоксида углерода в частично насыщенный гидратом метана пласт / В. Ш. Шагапов, М. К. Хасанов, Н. Г. Мусакаев // Прикладная механика и техническая физика. 2016. Том 57. № 6. С. 139-149. DOI: 10.15372/PMTF20160616

19. Шагапов В. Ш. О возможности вымывания газа из газогидратного массива посредством циркуляции теплой воды / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, В. Р. Сыртланов // Прикладная механика и техническая физика. 2009. Том 50. № 4. С. 100-111. DOI: 10.1007/s10808-009-0084-0
20. Шагапов В. Ш. Особенности разложения газовых гидратов в пористых средах при нагнетании теплого газа / В. Ш. Шагапов, М. К. Хасанов, И. К. Гималтдинов, М. В. Столповский // Теплофизика и аэромеханика. 2013. Том 20. № 3. С. 347-354. DOI: 10.1134/S0869864313030104
21. Шагапов В. Ш. Теоретическое моделирование процесса извлечения газа из пористого газогидратного пласта, частично насыщенного газом, с учетом теплового взаимодействия с окружающими породами / В. Ш. Шагапов, А. С. Чиглинцева, А. А. Русинов // Теоретические основы химической технологии. 2016. Том 50. № 4. С. 452-462. DOI: 10.7868/S004035711604014X
22. Makogon Y. F. Natural Gas-Hydrates — A Potential Energy Source for the 21st Century / Y. F. Makogon, S. A. Holditch, T. Y. Makogon // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 56. Pp. 14-31. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.10.009
23. Makogon Y. F. Natural Gas Hydrates — A Promising Source of Energy / Y. F. Makogon // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2010. Vol. 2. № 1. Pp. 49-59. DOI: 10.1016/j.jngse.2009.12.004
24. Musakaev N. G. The Mathematical Model of the Gas Hydrate Deposit Development in Permafrost / N. G. Musakaev, S. L. Borodin, M. K. Khasanov // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2018. Vol. 118. Pp. 455-461. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127
25. Musakaev N. G. To the Question of the Interpolation of the Phase Equilibrium Curves for the Hydrates of Methane and Carbon Dioxide / N. G. Musakaev, S. L. Borodin // MATEC Web of Conferences. 2017. Vol. 115. 05002. DOI: 10.1051/mateconf/201711505002
26. Ohgaki K. Methane Exploitation by Carbon Dioxide from Gas Hydrates-Phase Equilibria for CO₂-CH₄ Mixed Hydrate System / K. Ohgaki, K. Takano, H. Sangawa, T. Matsubara, S. Nakano // Journal of Chemical Engineering of Japan. 1996. Vol. 29. № 3. Pp. 478-483. DOI: 10.1252/jcej.29.478
27. Seo Y. T. Multiple-Phase Hydrate Equilibria of the Ternary Carbon Dioxide, Methane, and Water Mixtures / Y. T. Seo, H. Lee // Journal of Physical Chemistry B. 2001. Vol. 105. № 41. Pp. 10084-10090. DOI: 10.1021/jp011095
28. Shagapov V. Sh. Theoretical Research of the Gas Hydrate Deposits Development Using the Injection of Carbon Dioxide / V. Sh. Shagapov, M. K. Khasanov, N. G. Musakaev, Ngoc Hai Duong // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2017. Vol. 107. Pp. 347-357. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.11.034
29. Tang L. G. Experimental Investigation of Production Behaviour of Gas Hydrate under Thermal Stimulation in Unconsolidated Sediment / L. G. Tang, R. Xiao, C. Huang, Z. P. Feng, S. S. Fan // Energy & Fuels. 2005. Vol. 19. Pp. 2402-2407. DOI: 10.1021/ef050223g
30. Yang J. Flue Gas Injection into Gas Hydrate Reservoirs for Methane Recovery and Carbon Dioxide Sequestration / J. Yang, A. Okwananke, B. Tohidi, E. Chuvilin, K. Maerle, V. Istomin, B. Bukhanov, A. Cheremisin // Energy Conversion and Management. 2017. Vol. 136. Pp. 431-438. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.043

Nail G. MUSAKAEV¹

Stanislav L. BORODIN²

Denis S. BELSKIKH³

UDC 553.98; 536.2

**CALCULATION OF THE PARAMETERS FOR THE PROCESS
OF GAS INJECTION INTO A RESERVOIR SATURATED
WITH METHANE AND ITS HYDRATE**

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Chief Researcher,
Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical
and Applied Mechanics SB RAS;
Professor, University of Tyumen
musakaev@ikz.ru

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute
of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS;
borodin@ikz.ru

³ Postgraduate Student, University of Tyumen
bedeser@yandex.ru

Abstract

Deposits of gas hydrates are considered by several researchers as a promising source of hydrocarbon raw materials. For their industrial use, it is necessary to solve a number of complex problems, including the creation and justification of methods for developing gas hydrate deposits.

This paper describes the various methane extraction methods from gas hydrate formations: temperature increase in the formation; artificial pressure reduction at the boundary of the hydrate-containing deposit (depressive effect on porous medium); injection inhibitors and a method of substituting CO₂-CH₄ in methane hydrate. In the plane-parallel approximation,

Citation: Musakaev N. G., Borodin S. L., Belskikh D. S. 2018. "Calculation of the Parameters for the Process of Gas Injection into a Reservoir Saturated with Methane and Its Hydrate". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 3, pp. 165-178.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-165-178

the formulation of the problem of pumping a warm (with a temperature above the initial temperature of the formation) gas into a porous layer initially saturated with methane and its hydrate is presented. A mathematical model of non-isothermal gas filtration is proposed with allowance for the phase transition. A numerical study of how the volumetric flow of methane from the hydrate containing reservoir depends on the parameters of the injected coolant, the permeability, and initial hydration of the reservoir is carried out.

Keywords

Gas hydrates dissociation, porous medium, thermal action, mathematical model.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-165-178

REFERENCES

1. Byk S. Sh., Makogon Yu. F., Fomina V. I. 1980. *Gazovye gidraty* [Gas Hydrates]. Moscow: Khimiya.
2. Vasil'ev V. I., Popov V. V., Tsyppkin G. G. 2006. "Numerical Investigation of the Decomposition of Gas Hydrates Coexisting with Gas in Natural Reservoirs". *Fluid Dynamics*, vol. 41, no 4, pp. 599-605. DOI: 10.1007/s10697-006-0078-z
3. Vorob'ev A. E., Malyukov V. P. 2009. *Gazovye gidraty. Tekhnologii vozdeystviya na netraditsionnye uglevodorody: ucheb. posobie* [Gas Hydrates. Technology of Impact on Non-Traditional Hydrocarbons: A Textbook]. 2nd edition, revised. Moscow: RUDN.
4. Gimaltidinov I. K., Stolpovskii M. V., Khasanov M. K. 2018. "Recovery of Methane from Gas Hydrates in a Porous Medium by Injection of Carbon Dioxide". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 59, no 1. DOI: 10.1134/S0021894418020244
5. Duchkov A. D., Sokolova L. S., Ayunov D. E., Permyakov M. E. 2009. "Assessment of Potential of West Siberian Permafrost for the Carbon Dioxide Storage". *Earth's Cryosphere*, vol. 13, no 4.
6. Istomin V. A., Yakushev V. S. 1992. *Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh* [Gas Hydrates in Nature] Moscow: Nedra.
7. Musakaev N. G., Borodin S. L., Belskikh D. S. 2017. "Matematicheskaya model' i algoritm resheniya zadachi neizotermicheskoy fil'tratsii gaza v plaste s uchetom razlozheniya gidrata" [Mathematical Model and Algorithm for Solving the Problem of Non-Isothermal Gas Filtration in Reservoir in Case of Hydrate Decomposition]. *Bulletin of the South Ural State University, series "Mathematics. Mechanics. Physics"*, vol. 9, no 2, pp. 22-29. DOI: 10.14529/mmph170203
8. Musakaev N. G., Khasanov M. K. 2016. "Matematicheskaya model' protsessy zakhoroneniya uglekislogo gaza v gidratonasyschennom plaste" [The Mathematical Model of the Carbon Dioxide Burial in the Reservoir Saturated with Hydrate]. *Trudy Instituta mekhaniki im. R. R. Mavlyutova UNTs RAN*, vol. 11, no 2, pp. 181-187. DOI: 10.21662/uim2016.2.026
9. Musakaev N. G., Borodin S. L., Belskikh D. S. 2018. "Matematicheskoe modelirovanie protsessy nagnetaniya teplogo gaza v nasyschenny metanom i ego gidratom plast"

- [Mathematical Modeling of Heated Gas Dissociation Process into the Reservoir Saturated with Methane and its Hydrate]. Higher Educational Institutions News. *Neft' i gaz*, no 4, pp. 68-74.
10. Khayrullin M. Kh., Morozov P. E., Abdullin A. I., Shamsiev M. N. 2013. "Modelirovanie protsessov obrazovaniya i razlozheniya gazovykh gidratov v poristoy srede pri depressionnom vozdeystvii" [Modeling of the Processes of the Formation and Decomposition of Gas Hydrates in a Porous Medium with a Depressive Action]. *Vestnik of MSTU*, vol. 16, no 4, pp. 803-807.
 11. Khasanov M. K. Osobennosti obrazovaniya i razlozheniya gazogidratov v poristoy srede pri inzhektsii gaza [Features of Formation and Decomposition of Gas Hydrates in a Porous Medium during Gas Injection]. Cand. Sci. (Phys.-Math.) diss. Tyumen: University of Tyumen.
 12. Khasanov M. K., Gimaltdinov I. K., Musakaev N. G. 2015. "Features of the Decomposition of Gas Hydrates with the Formation of Ice in a Porous Medium". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, vol. 88, no 5, pp. 1052-1061. DOI: 10.1007/s10891-015-1284-5
 13. Tsyarkin G. G. 2001. "Mathematical Model for Dissociation of Gas Hydrates Coexisting with Gas in Strata". *Doklady Physics*, vol. 46, no 11, pp. 806-809. DOI: 10.1134/1.1424377
 14. Tsyarkin G. G. 2014. "Matematicheskaya model' inzhektsii uglekislogo gaza v plast s obrazovaniem gidrata" [Mathematical Model of the Carbon Dioxide Injection into a Reservoir with the Hydrate Formation]. *Doklady Akademii nauk*, vol. 458, no 4, pp. 422-425. DOI: 10.7868/S0869565214220113
 15. Tsyarkin G. G. 1992. "Gas Hydrate Dissociation Regimes in Highly Permeable Beds". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, vol. 63, no 6, pp. 1221-1227. DOI: 10.1007/BF00853524
 16. Tsyarkin G. G. 2009. *Techeniya s fazovymi perekhodami v poristyx sredakh* [Flows with Phase Transitions in Porous Media]. Moscow: Fizmatlit.
 17. Shagapov V. Sh., Musakaev N. G. 2016. *Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza* [Dynamics of the Formation and Decomposition of Hydrates in the Gas Production, Transportation and Storage Systems]. Moscow: Nauka.
 18. Shagapov V. S., Khasanov M. K., Musakaev N. R. 2016. "Injection of Liquid Carbon Dioxide into a Reservoir Partially Saturated with Methane Hydrate". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 57, no 6, pp. 1083-1092. DOI: 10.1134/S002189441606016X
 19. Shagapov V. Sh., Chiglintseva A. S., Syrtlanov V. R. 2009. "Possibility of Gas Washout from a Gas-Hydrate Massif by Circulation of Warm Water". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 50, no 4, pp. 628-637. DOI: 10.1007/s10808-009-0084-0
 20. Shagapov V. S., Khasanov M. K., Gimaltdinov I. K., Stolpovsky M. V. 2013. "The Features of Gas Hydrate Dissociation in Porous Media at Warm Gas Injection". *Thermophysics and Aeromechanics*, vol. 20, no 3, pp. 339-346. DOI: 10.1134/S0869864313030104
 21. Shagapov V. S., Chiglintseva A. S., Rusinov A. A. 2016. "Theoretical Modeling of Gas Extraction from a Partially Gas-Saturated Porous Gas-Hydrate Reservoir with Respect

- to Thermal Interactions with Surrounding Rocks”. Theoretical Foundations of Chemical Engineering, vol. 50, no 4, pp. 449-458.
DOI: 10.1134/S004057951604045X
22. Makogon Y. F., Holditch S. A., Makogon T. Y. 2007. “Natural Gas-Hydrates — A Potential Energy Source for the 21st Century”. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 56, pp. 14-31.
DOI: 10.1016/j.petrol.2005.10.009
23. Makogon Y. F. “Natural Gas Hydrates — A Promising Source of Energy”. Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 2, no 1, pp. 49-59.
DOI: 10.1016/j.jngse.2009.12.004
24. Musakaev N. G., Borodin S. L., Khasanov M. K. 2018. “The Mathematical Model of the Gas Hydrate Deposit Development in Permafrost”. International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 118, pp. 455-461.
DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127
25. Musakaev N. G., Borodin S. L. 2017. “To the Question of the Interpolation of the Phase Equilibrium Curves for the Hydrates of Methane and Carbon Dioxide”. MATEC Web of Conferences, vol. 115, 05002. DOI: 10.1051/mateconf/201711505002
26. Ohgaki K., Takano K., Sangawa H., Matsubara T., Nakano S. 1996. “Methane Exploitation by Carbon Dioxide from Gas Hydrates-Phase Equilibria for CO₂-CH₄ Mixed Hydrate System”. Journal of Chemical Engineering of Japan, vol. 29, no 3, pp. 478-483. DOI: 10.1252/jcej.29.478
27. Seo Y. T., Lee H. 2001. “Multiple-Phase Hydrate Equilibria of the Ternary Carbon Dioxide, Methane, and Water Mixtures”. Journal of Physical Chemistry B, vol. 105, no 41, pp. 10084-10090. DOI: 10.1021/jp011095
28. Shagapov V. Sh., Khasanov M. K., Musakaev N. G., Duong Ngoc Hai. 2017. “Theoretical Research of the Gas Hydrate Deposits Development Using the Injection of Carbon Dioxide”. International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 107, pp. 347-357. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.11.034
29. Tang L. G., Xiao R., Huang C., Feng Z. P., Fan S. S. 2005. “Experimental Investigation of Production Behaviour of Gas Hydrate under Thermal Stimulation in Unconsolidated Sediment”. Energy & Fuels, vol. 19, pp. 2402-2407. DOI: 10.1021/ef050223g
30. Yang J., Okwananke A., Tohidi B., Chuvilin E., Maerle K., Istomin V., Bukhanov B., Cheremisin A. 2017. “Flue Gas Injection into Gas Hydrate Reservoirs for Methane Recovery and Carbon Dioxide Sequestration”. Energy Conversion and Management, vol. 136, pp. 431-438. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.01.043