

МОДЕЛИ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В НАСЫЩЕННЫХ ФЛЮИДАМИ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ¹

Ахметзянов А.В., Лычагин В.В.

*Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН,
Россия, г. Москва ул. Профсоюзная д.65
awa@ipu.ru, vvl@ipu.ru*

Васильева З.А. Ермолаев А.И.

*Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»,
Россия, г. Москва, Ленинский пр-т 65
zojavac@gmail.com, aier@gubkin.ru*

Аннотация: В работе изложены результаты четырех наиболее важных обзорно-аналитических исследований методов математического моделирования процессов теплообмена с учетом фазовых переходов в насыщенных флюидами пористых средах резервуаров низкотемпературных газовых и газоконденсатных месторождений и стволах скважин: моделирования процессов бурения и неизотермической фильтрации в призабойной зоне скважин, а также построения сопряженной модели системы «пласт-скважина-породы».

Ключевые слова: неизотермические модели фильтрации и теплообмена, фазовые переходы, образование техногенных и разложение природных газогидратов, оптимизация управления разработкой низкотемпературных месторождений углеводородов.

Введение

Месторождения углеводородов Восточной Сибири и Арктического шельфа являются ресурсной базой для развития топливно-энергетического комплекса России. В отличие от месторождений Сеноманского комплекса Западной Сибири (интенсивно разрабатываемых с середины прошлого века) газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термодинамическими характеристиками и наличием значительного количества неуглеводородных газов. Термобарические условия насыщенных флюидами горных пород этих месторождений близки или равны условиям фазового равновесия, что способствует эволюции процесса образования и существования техногенных природных газогидратов.

Многочисленные исследования показали, что газовые гидраты широко распространены в арктических областях, где их существование обеспечено низкими температурами пород. Освоение Арктического региона является первоочередной задачей российских нефтегазовых компаний, так как только на севере Ямало-Ненецкого округа, северо-западе Красноярского края и прилегающем шельфе сконцентрированы более 60% всех перспективных ресурсов нефти и газа на Земле.

Исследования термодинамических режимов в скважинах и пластах проводились в основном для месторождений высоковязкой и тяжелой нефти при воздействии на пласты паром или горячей водой [1] – [2], с существенным изменением температурных режимов. В осваиваемых с недавнего времени газовых низкотемпературных месторождениях незначительное снижение температуры может привести к фазовым превращениям углеводородов, а термобарические условия некоторых из них просто находятся в зоне образования газогидратов [3].

Следовательно, для формирования научно-обоснованной системы управления разработкой низкотемпературных газовых и газогидратных залежей, для предупреждения осложнений, связанных с техногенными и природными газогидратами, необходимо развитие математического моделирования процессов теплообмена в системе «пласт-скважина-горные породы» с учетом фазовых превращений углеводородов, происходящих при бурении и освоении скважин, исследовании и разработке месторождений.

1 Модель теплообмена в скважине при бурении

В практике проведения буровых работ в многолетнемерзлых горных породах известны многочисленные случаи внезапных выбросов флюида и бурового инструмента с небольших глубин, которые приводят к образованию грифонов и к пожарам. Обычно такие выбросы газа отличаются

¹ Работа выполнена при частичной поддержке гранта РФФИ № 21-71-20034

высокой интенсивностью и большими дебитами. Наличие природных газовых гидратов в толще многолетних мерзлых пород и в под-мерзлотном слое могут усугублять существенные осложнения при бурении. В частности, таяние льда и термическая диссоциация газогидрата способствуют созданию в породе термодинамических условий для интенсивного образования каверн, что является причиной ряда осложнений при бурении, например, поглощения бурового раствора и некачественного цементирования ствола скважины, поскольку неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной необеспечения требуемого подъема цементного раствора в кольцевом затрубном пространстве. Кроме того, пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество [4] – [5] и в результате неплотного сцепления цементного камня с мерзлыми породами появляется каверна вдоль ствола скважины, заполненная газированной водой. Такая каверна может достигать область стабильности газогидратов, снизить там давление и спровоцировать эндотермическую диссоциацию стабильного газогидрата, что приведет к смерзанию бурового оборудования. Более того, в случае разрушения гидрата невозможно провести качественное исследование скважин.

Для обоснования термобарических параметров безопасного бурения при вскрытии содержащих газогидраты пластов с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе и теплообмена между скважиной и окружающими горными породами в работе [6] строится модель тепломассопереноса в скважине при следующих предположениях: а) углубление скважины происходит с постоянной скоростью; пренебрегается теплопроводностью вдоль потока; б) на некоторой глубине $h = h_k$ существуют термобарические условия для диссоциации газогидрата в шламе. Кольцевой канал скважины разбивается на две области, разделенные поверхностью фазового перехода: область течения бурового раствора $h_k < h < H$; область течения газожидкостной смеси $0 < h < h_k$ (H – глубина скважины).

Для жидкости в бурильной колонне и для газожидкостной смеси в восходящем потоке уравнения теплового баланса имеют вид¹ при $0 < h < h_k$:

$$\frac{dT_1}{dh} = \frac{k\pi}{G_1 c_1} (T_2 - T_1), \quad (1)$$

$$\frac{dT_2}{dh} = \frac{k_a \cdot k_\tau \cdot \pi D}{G_1 c_1} (T_0 - \sigma h - T_2) - \frac{k\pi}{G_1 c_1} (T_2 - T_1), \text{ при } h = H, \quad (2)$$

при $h = H$:

$$\frac{dT_1}{dh} = \frac{k\pi}{G_1 c_1} \Delta T \left(\Delta T = (T_2 - T_1) = \frac{(K_1 + K_2) Q_1^2}{c_1} \right), \quad (3)$$

где T_1 и T_2 – температура раствора в трубе и в кольцевом канале на глубине $0 < h < h_k$, соответственно. Для температуры раствора в трубе T_1^* и в кольцевом канале T_2^* на глубине $h_k < h < H$ уравнения теплового баланса имеют аналогичный вид. Здесь G_1 и c_1 – массовый расход и теплоемкость промывочной жидкости; k^* – коэффициент теплопередачи через стенку бурильной колонны, который при газировании раствора принимает значение k ; k_τ – коэффициент теплообмена между промывочной средой и окружающими породами, влияние фазовых переходов содержащейся в породе влаги выражается в интенсификации нестационарного теплообмена через поправочный множитель k_a ; T_0 – начальная температура окружающих пород. Призабойный источник тепла, связанный с затратами мощности на разрушение породы и прокачку жидкости через отверстия долота, рассматривается как точечный; D – диаметр скважины; σ – геотермический градиент; K_1 и K_2 – эмпирические коэффициенты², Q_1 – объемный расход промывочной жидкости.

На границе областей в кольцевом канале $h = h_k$ происходит диссоциация газогидратов в шламе, разность тепловых потоков равна количеству тепла, затраченного на фазовый переход:

$$(G_1 c_1 T_2^*)_+ - (G_1 c_1 T_2^*)_- = \frac{D^2 v_p m s_h \rho_h \pi q h}{4}, \quad (4)$$

а давление на поверхности фазового перехода удовлетворяет условию термодинамического равновесия

$$P_r(T) = P_0 \exp\left(\alpha - \frac{\beta}{T}\right), \quad (5)$$

где α и β – константы, которые зависят от состава газа и бурового раствора, и уравнению распределения давления газированной жидкости [7].

$$h_k = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[P_r(h_k) - P_y + P_0 a \frac{z}{z_0} \frac{A-B}{A} \ln \frac{P_r(h_k) - P_0 a(B/A)}{P_y - P_0 a(B/A)} \right], \quad (6)$$

где

$$A = 1 + 0.81\gamma + \frac{\lambda_\tau}{2} k_1^2 \frac{\gamma+0.81}{0.81}, B = 0.19 + \frac{\lambda_\tau}{2} k_1^2 \left(1 + \frac{\gamma}{\gamma+0.81}\right),$$

$$\gamma = \frac{Q_2 \rho_g}{Q_1 \rho_1}, a = \frac{Q_2}{Q_1}, k_1 = \frac{4Q_1}{\sqrt{g(D-d_2)\pi(D^2-d_2^2)}},$$

v_p – скорость проходки; S_h – гидратонасыщенность породы; ρ_h – плотность гидрата; q_h – удельная теплота фазового перехода газогидрата; d_1 и d_2 – внутренний и наружный диаметры буровой трубы; ρ_1 и ρ_g – плотности бурового раствора и газа при атмосферном давлении P_0 ; P_y – давление на устье; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; z и z_0 – коэффициенты сверхсжимаемости газа (усредненное и при атмосферном давлении); Q_2 – объемный расход газа при нормальных условиях: Дифференциальные уравнения (1) – (2) имеют общие решения:

$$T_1^* = C_1 \exp(r_1^* h) + C_2 \exp(r_2^* h) + T_0 + \sigma h - \frac{G_1 c_1}{k^* \pi} \sigma, \quad (7)$$

$$T_1 = C_3 \exp(r_1 h) + C_4 \exp(r_2 h) + T_0 + \sigma h - \frac{G_1 c_1}{k \pi} \sigma, \quad (8)$$

$$r_{1,2} = \frac{\pi}{G_1 c_1} \left(\frac{k_a k_\tau D}{2} \pm \sqrt{\frac{(k_a k_\tau D)^2}{4} + k_a k_\tau k D} \right),$$

C_1, C_2, C_3, C_4 – произвольные константы, r_1^*, r_2^* определяются аналогичным образом заменой k на k^* . Аналитические решения (7), (8) позволяет свести решение поставленной задачи к решению системы трансцендентных уравнений (9).

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{1}{k} [C_3 \exp(r_1 h_k) + C_4 \exp(r_2 h_k)] - \frac{1}{k^*} [C_1 r_1^* \exp(r_1^* h_k) + C_2 r_2^* \exp(r_2^* h_k)] = \\ & \quad = D^2 v_p m S_h \pi^2 \frac{q_h}{4 G_1^2 c_1^2}, \\ & C_3 \exp(r_1 h_k) + C_4 \exp(r_2 h_k) = C_1 \exp(r_1^* h_k) + C_2 \exp(r_2^* h_k), \\ & C_3 r_1 \exp(r_1 H) + C_4 r_2 \exp(r_2 H) = \frac{\frac{k \pi}{G_1 c_1} (K_1 + K_2) Q_1^2}{c_1}, \\ & T_n = C_1 + C_2 + T_0 - \frac{G_1 c_1}{k^* \pi} \sigma, \\ & h_k = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[P_r(h_k) - P_y + P_0 a \frac{z}{z_0} \frac{A-B}{A} \ln \frac{P_r(h_k) - P_0 a (B/A)}{P_y - P_0 a (B/A)} \right], \\ & P_r(T) = P_0 \exp \left(\alpha - \frac{\beta}{T(h_k)} \right). \end{aligned} \right. \quad (9)$$

Из решения задачи следует: чем выше кровля газогидратной залежи, тем более высокие давления необходимо держать на устье, которые также существенно зависят от температуры бурового раствора. Давления на устье снижается с углублением скважины, поэтому наиболее вероятным для выброса газа является момент, когда буровая колонна достигает зоны стабильности газогидрата. Дана классификация режимов бурения в пространстве управляющих параметров.

Безопасным режим реализуется, когда диссоциация газогидрата в выбуренной породе происходит выше призабойной зоны $h_k < H$, а давление на забое выше равновесного давления образования газогидратов. Критической считается ситуация, когда поверхность фазового перехода h_k находится на забое скважины $h_k = H$, а давление на забое равно равновесному давлению образования газогидратов.

Критической считается ситуация, когда поверхность фазового перехода h_k находится на забое скважины $h_k = H$, а давление на забое равно равновесному давлению гидратообразования. При подстановке (7) – (8) в граничные условия на забое скважины, получим аналитическую зависимость между всеми параметрами, определяющими процесс:

$$T_2(H) = m_2 \exp(r_1 H) + n_2 \exp(r_2 H) + T_0 + \sigma h - \frac{G_1 c_1}{k \pi} \sigma, \quad (10)$$

$$P_r(T) = P_0 \exp \left(\alpha - \frac{\beta}{T_2(H)} \right), \quad (11)$$

$$H = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[P_r - P_y + P_0 a \frac{A-B}{A} \frac{z T}{z_0 T_0} \ln \left(\frac{A P_r - P_0 a B}{A P_y - P_0 a B} \right) \right], \quad (12)$$

$$m_2 = \frac{[(T_n - T_0) r_1 \exp(r_2 H) - \frac{k \pi}{G_1 c_1} r_1]}{(r_1 \exp(r_1 H) - r_2 \exp(r_2 H))},$$

$$n_2 = - \frac{[(T_n - T_0)r_2 \exp(r_1 H) - \frac{k\pi}{G_1 c_1 r_1} r_2 \Delta T]}{(r_1 \exp(r_1 H) - r_2 \exp(r_2 H))}.$$

Зависимости (10) – (12) выделяют в пространстве управляющих параметров области значений, при которых осуществляется каждый из трех режимов работы скважины. К управляющим параметрам термобарическим состоянием в скважине: относятся давление на устье; механическая скорость проходки; скорость циркуляции бурового раствора и его характеристики: начальная температура, плотность, теплоемкость, теплопроводность.

Коэффициент теплоотдачи в породе, зависящий от времени, сложно определить экспериментально, поэтому необходимо построение двумерной модели, учитывающей теплообмен между бурильной колонной и окружающими неоднородными породами. Для гидродинамического моделирования композиционных течений газо-жидкостных систем с фазовыми переходами предлагается численная схема, отличная от традиционной конечно-разностной схемы. Для каждой ячейки находится общее аналитическое решение линейного дифференциального уравнения с неопределенными константами для стационарного распределения флюида. Система ячеек численной модели представляется, как связанная система моделей стационарного течения.

В модели не учитываются потери тепла на трение и влияние фазовых переходов в окружающих породах (учитывается только через эмпирический коэффициент). Необходимо решение обратной задачи: по температуре и степени газированности бурового раствора на выходе определить гидратонасыщенность породы.

2 Модель неизотермического притока флюидов к скважине из гидратонасыщенного пласта

В работе [9] наиболее полно рассмотрены фазовые превращения системы «гидрат-газ-вода-лед» при неизотермической фильтрации флюида. Линеаризация уравнений была проведена в предположении, что отклонения давления, температуры и водонасыщенности невелики по сравнению с их абсолютными значениями. В плоскопараллельных координатах получены автомодельные аналитические решения, описывающие поведение системы в талой области и численные решения в области фазовых превращений. Однако, приток флюида к скважине носит осесимметричный характер, а в [9] найдены автомодельные решения задач в прямолинейно-параллельных координатах.

В работе [10] численно исследовано влияние параметров модели на динамику полей давления и температуры с учетом конвективного переноса тепла при неизотермической фильтрации несовершенного газа в пласте.

Задача образования газогидратов при закачке газа в пористую среду, заполненную газом и водой в исходном состоянии, решалась в работах [11]. Авторами установлены основные закономерности фазовых превращений газогидратов в пористых средах при инъекции газа. Найдено автомодельное решение задачи в прямолинейно-параллельном приближении, описывающее распределения температуры и давления в пласте.

В работе [12] рассмотрены две задачи об осесимметричном течении газа (газа и воды) в пласте, содержащем гетерогенную смесь: газогидрат – лед (вода) – газ. Найдены точные решения соответствующих стационарных и квазистационарных нелинейных задач. Построены критические диаграммы различных режимов течений. Однако, в работе не предполагается наличие области полной диссоциации газогидратов.

В работе [13] определяется аналитическое автомодельное решение нелинейной задачи в прямолинейно-параллельных координатах в фронтовом режиме тепломассопереноса в газогидратном пласте, насыщенном гетерогенной смесью гидрата, льда и газа. Наличие термодинамического равновесия не предполагается, т.е. считается, что система в общем случае находится в метастабильном состоянии. Построены диаграммы различных режимов тепломассопереноса. Проиллюстрированы характерные распределения температуры и давления при различных значениях параметров.

Впервые кинетическая модель диссоциации газогидратов была предложена Кимом и Бишной [14]. В основу положено уравнение, связывающее скорость диссоциации газогидратов с разностью летучести газа в текущем и равновесном состоянии. Это уравнение позволяет свести задачу о диссоциации газовых гидратов к уравнению с дополнительными источниками массы в правой части [15] – [16]. Численные методы решения такой системы хорошо известны [17]. Кинетическая модель широко используется при выводе аналитических решений [18] – [19] и при создании динамических симуляторов, например компании CMG (Computer Modeling Group).

Разработка газогидратных месторождений моделируется следующими симуляторами: SMG STARS (университет Калгари), MH-21 Hydrate (Национальный институт индустриальной науки Япония), TOUGH+/HYDRATE (Национальная лаборатория в г. Беркли), STOMP-hyd (национальный Университет Аляски). Сравнение симуляторов приводилось авторами [20] при одинаковых начальных условиях: начиная от модели простой двухфазной фильтрации до реальной модели добычи газогидратов из месторождения Mountt Elbert. Все представленные в работе симуляторы показали достаточно хорошую сходимость результатов адаптации к фактическим данным испытаний. Однако, японские авторы [21] отмечают, что при решении обратной задачи результаты существенно отличаются.

В природных условиях газогидраты, главным образом, существуют с газом и водой. Для изучения качественных особенностей процесса фазовых переходов в пористой среде рассматривается одномерная задача в автомодельной постановке, отражающая главные черты процесса [22] – [23]. Предполагается, что в пласте гидрат, газ и вода находятся в состоянии термодинамического равновесия. Пренебрегается конвективным переносом тепла, эффектом Джоуля-Томсона. На скважине заданы массовый и тепловой потоки, что соответствует комбинированному методу добычи газа:

при $r = r_c$

$$\lambda \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_+ = \frac{W}{2\pi h}, \left(r \frac{\partial P^2}{\partial r} \right)_+ = \frac{Q}{\pi K k_g h T},$$

при $t = 0$

$$P = P_0, T = T_0, s_w = s_{w0}, s_h = s_{h0}.$$

В области фазовых переходов и на подвижной границе выполняется условие термодинамического равновесия (5).

Система уравнений для области объемных фазовых переходов, насыщенной газом, газогидратом и водой ($R_*(t) < r < \infty$) состоит из уравнений:

теплопроводности

$$(c\rho)_\phi \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_\phi \frac{1}{r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m\rho_h q \frac{\partial s_h}{\partial t},$$

неразрывности по газу и воде

$$m \frac{\partial}{\partial t} [\rho_g(1 - s_w - s_h) + s_h \rho_{g0}] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (u_g \rho_g r) = 0,$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w s_w + \rho_{ow} s_h) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (u_w \rho_w r) = 0,$$

состояния газа

$$\rho_g = P/zRT,$$

а также обобщенных законов Дарси для каждой фазы

$$u_g = -\frac{Kk_g}{\mu_g} \text{grad}P, u_w = -\frac{Kk_w}{\mu_w} \text{grad}P.$$

Здесь u – скорость фильтрации, K – проницаемость, μ – вязкость, k_g – относительная фазовая проницаемость, R – удельная газовая постоянная, ρ_{0g} и ρ_{0w} – эффективная плотность газа и воды в объеме, занимаемом гидратом.

Для талой области ($r_c < r < R_*(t)$) система уравнений имеет аналогичный вид при гидратонасыщенности $s_h = 0$.

Условия баланса массы и тепла: на подвижной границе $r = R_*(t)$:

$$\left(k_g^+ - \frac{\mu_g}{\mu_w} k_w^+ \right) \left(\frac{dp}{dr} \right)^+ - k_g \frac{\mu_g k_w^-}{\mu_w} \left(\frac{dp}{dr} \right)^- = \frac{\mu_g}{K} m s_h^+ \left(1 - \frac{\rho_{ow}}{\rho_w} - \frac{\rho_{og}}{\rho_g} \right) \frac{dR_*}{dt}, \quad (13)$$

$$\left(\lambda_\phi \frac{\partial T}{\partial r} \right)^+ - \left(\lambda_m \frac{\partial T}{\partial r} \right)^- = m \rho_h q_h s_h^+ \frac{dR_*}{dt}, \quad (14)$$

где индекс «+» – предел справа от границы (область гидрат-газ-вода), индекс «-» – предел слева от границы (область газ-вода), «*» – значение величин на фронте. При постоянных граничных условиях W, Q задача является автомодельной и имеет аналитическое решение вида:

$$\xi = r t^{-1/2}, \delta = R_* t^{-1/2}, T = T(\xi), P = P(\xi), s_w = s_w(\xi).$$

Решение в талой зоне $\xi_0 < \xi < \delta$ имеет вид:

$$\begin{aligned}\hat{T}(\xi) &= \hat{T}_* + \frac{1}{2}\hat{W} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\hat{a}_m}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4\hat{a}_m}\right) \right], \\ \hat{P}^2(\xi) &= (\hat{P}_*)^2 - \frac{1}{2}\hat{Q} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\hat{\chi}_2}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4\hat{\chi}_2}\right) \right], \\ s(\xi) &= s^0 - \frac{\hat{\chi}_1\hat{Q}}{\hat{\chi}_2^2} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\hat{\chi}_2}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4\hat{\chi}_2}\right) \right],\end{aligned}$$

а решение в зоне фазового перехода $\delta < \xi < \infty$ имеет вид:

$$\begin{aligned}\hat{T}(\xi) &= \frac{1}{2}C_1 Ei\left(-\frac{\xi^2}{2X}\right) + 1, \\ \hat{P}(\xi) &= \frac{1}{P_0} \exp\left(\alpha - \frac{\beta}{T(\xi)T_0}\right), \\ s_{h0} - s_h(\xi) &= \frac{1}{2}C_1(\hat{a}_f - 2/X) \frac{1}{\hat{q}} \left[-Ei\left(-\frac{\xi^2}{2X}\right) \right], \\ C_1 &= \frac{1}{2}\hat{q}s_h^+ \delta^2 \exp\left(\frac{1}{2X}\delta^2\right) - \frac{\lambda_m}{\lambda_\phi} \exp\left(\frac{1}{2X} - \frac{1}{4\hat{a}_m}\right) \delta^2.\end{aligned}\tag{15}$$

Для вычисления δ полученные решения подставляются в балансовые соотношения на подвижной границе (13) – (14) и, таким образом, определяется уравнение движения границы диссоциации газогидратов $R_* = \delta\sqrt{t}$.

Здесь введены безразмерные переменные:

$$\begin{aligned}\hat{T} &= T/T_0, \hat{P} = P/P_0, \hat{t} = t/\tau, \hat{r} = r/L, \\ \hat{\chi}_1 &= \frac{K}{ms} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\tau}{L^2} P_0, X = 2\hat{a}_f \left(1 + \frac{\hat{q}B}{2A} A_1\right), \hat{W} = \frac{W}{2\pi h \lambda_m T_0}, \hat{a}_m = \frac{\lambda_m}{(c\rho)_m} \frac{\tau}{L^2}, \\ \hat{q} &= \frac{m\rho_h q L^2}{T_0 \lambda_\phi \tau}, \hat{a}_f = \frac{(c\rho)_\phi L^2}{\lambda_\phi \tau}, \hat{Q} = \frac{Q_0 P_0 \mu_g T_0}{\pi K h k_g T_{st} P_0^2}.\end{aligned}$$

Из соотношения (15) следует, что знак выражения $s_{h0} - s_h(\xi)$ совпадает со знаком параметра C_1 , который представляет собой аналог гидропроводности. При этом:

1) Если $C_1 = 0$, тогда $s_{h0} = s_h^+(\delta)$ и соотношение между тепловым потоком и дебитом соответствуют кривой (1) (рис. 1). Диссоциации осуществляется только на поверхности, моделируемой фронтом, а за фронтом $P_* = P_0, s_* = s_0, T_* = T_0$ (однофазная задача Стефана). Фронтальная модель диссоциации газогидрата, сосуществующего с газом и водой, теоретически осуществляется при любых параметрах пласта при определенном соотношении дебита и теплового потока.

2) Если $C_1 > 0$, тогда $s_{h0} > s_h^+(\delta)$, соотношение между тепловым потоком и дебитом соответствуют области (2) (под кривой рис.1), диссоциация газогидрата происходит в объемном режиме, характеризуется превалированием механизма передачи давления над механизмом теплопередачи.

3) Если $C_1 < 0$, тогда $s_{h0} < s_h^+(\delta)$ соотношения между тепловым потоком и дебитом соответствуют области (3) (над кривой рис. 1), диссоциации газогидрата происходит только на подвижной границе, а за границей газогидрат образуется, характеризуется превалированием процесса теплопередачи и осуществляется при значительном тепловом потоке на скважине. Данный режим наиболее характерен для малопроницаемых пластов.

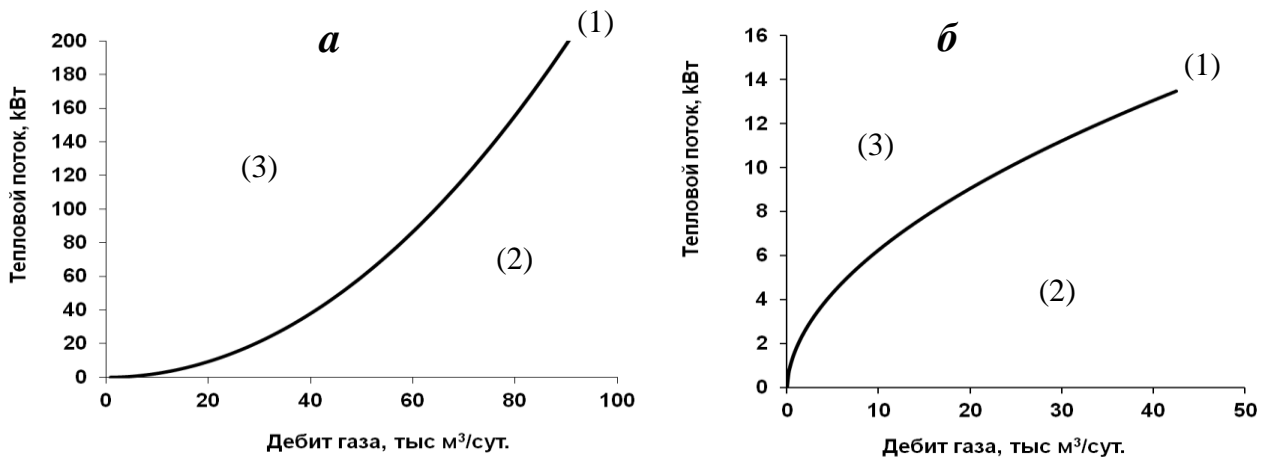


Рис. 1. Разделение пространства управляющих параметров: на 3 области при: а) $\alpha < \chi$, б) $\alpha > \chi$

Термические методы разработки, нагнетание теплоносителя в высоком темпе или взрывчатого носителя способствуют быстрому росту давления. Если соотношение между дебитом и тепловым потоком соответствуют области над кривой, то режим диссоциации в зоне объемных фазовых переходов меняется на режим образования газогидратов. Если за фронтом диссоциации газогидратов недостаточно воды для его вторичного образования, то рост давления может привести к неуправляемым гидроразрывам пласта, к неконтролируемым перетокам и грифонам. Поэтому задача должна быть сформулирована с учетом конвективного переноса тепла и эффекта Джоуля-Томсона.

Общее уравнение энергии [24]

$$(m\rho C_p + C_1) \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \hat{u}_g (\nabla T - \psi \nabla P) = \nabla(\lambda \nabla T) + m q_h \rho_h \frac{\partial s_h}{\partial t}.$$

Коэффициент Джоуля-Томсона δ вычисляются по формуле

$$\psi = \frac{1}{c_p} \left(V - T \frac{\partial V}{\partial T} \right)$$

или с учетом уравнения состояния реального газа (8) запишутся в виде

$$\psi = \frac{RT^2}{c_p P} \frac{\partial z}{\partial T}.$$

Условия на поверхности раздела сред с разными фазовыми состояниями определяются как условие на сильном или слабом разрыве.

Необходимо оценить влияние дроссельного эффекта на изменение температурного режима призабойной зоны в зависимости от пористости и проницаемости породы.

3 Сопряженная модель системы «пласт-скважина-горные породы» низкотемпературных газовых месторождений

Для вывода граничного условия сопряжения областей пласт-скважина вводится понятие «забойная зона» - область забоя скважины, по которой газ движется из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы.

Уравнение сохранения энергии в забойной зоне принимается в виде [25]:

$$\int_{P_{13}}^{P_{23}} \frac{zRT}{MP} dP = \frac{v_1^2}{2} - \frac{v_2^2}{2}, A_1 = 2\pi r_c h m, A_2 = \pi r_i^2, \quad (16)$$

где A_1 – суммарная площадь сечений каналов пористой среды или перфораций, A_2 – площадь сечения фонтанной трубы. Разность общей площади перфорации и площади входного отверстия лифтовой трубы приводит к перепаду давления ΔP . P_{23} – забойное давление, замеренное или вычисленное в конце лифтовой трубы. Из трансцендентного уравнения (16) вычисляется изменение давления ΔP в забойной зоне (рис.2):

$$\ln \left(\frac{P_{23}}{P_{23} + \Delta P} \right) = \frac{G^2 z_{cp} R}{2\pi^2 M (T_{23} - \varepsilon P_{23})} \left(\frac{(T_{23} - \varepsilon P_{23})^2}{(2r_c h m (P_{23} - \Delta P))^2} - \frac{T_{23}^2}{(r_i^2 P_{23})^2} \right) + \frac{\varepsilon \Delta P}{T_2 - \varepsilon P_2},$$

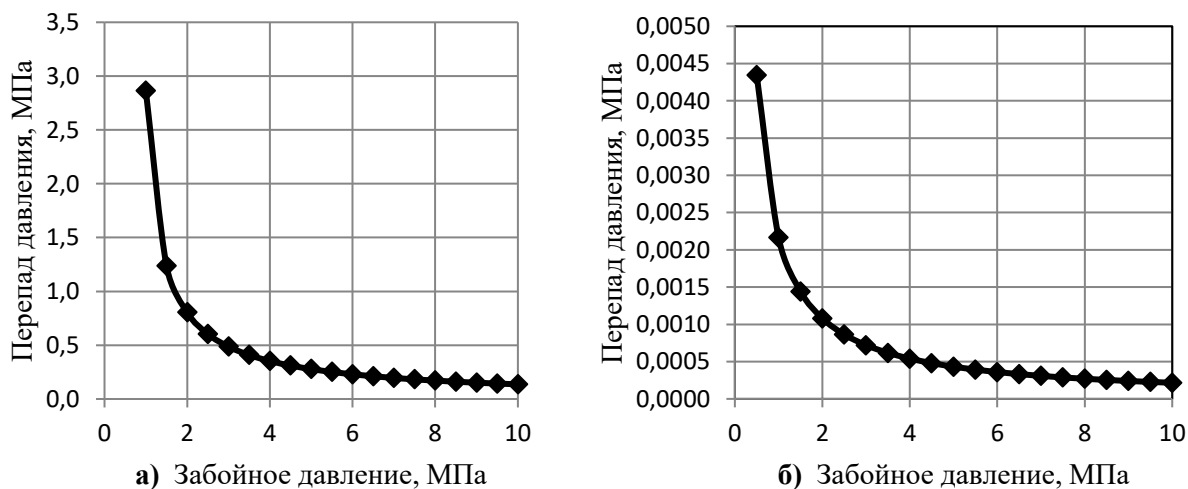


Рис. 2. Зависимость перепада давления в забойной зоне от забойного давления: а) с насадкой «перо» радиуса $r_1=0,016$ м, б) и радиуса лифтовой трубы $r_2=0,08$ м

Впервые было показано [26], что давление при входе в лифтовую трубу, которое измеряется или вычисляется по устьевому давлению и дебиту в симуляторах, может быть существенно ниже давления газа при выходе из пористой среды, что приводит к соответствующему снижению температуры за счет дросселирования газа. Это необходимо учесть при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте. Для скважин, когда термобарические условия близки к равновесным условиям гидратообразования, такое охлаждение может привести к образованию газогидратов при выходе газа из пласта. Отсюда возникает необходимость термогидродинамических исследований и моделирования процесса притока газа из каналов пористой среды непосредственно в призабойной зоне на входе в лифт скважины.

Интерпретацию результатов термогидродинамических исследований скважин рекомендуется проводить одновременно на кривых стабилизации и восстановления давления и температуры [27].

Выведены аналоги базовых формул для обработки кривых восстановления давления и восстановления температуры относительно давления и температуры в момент остановки скважины от логарифмических координат обобщенного времени [28].

Необходимо отметить, что для наиболее полного решения задачи интерпретации результатов развитие теории термогидродинамических исследований скважин газогидратных месторождений следует воспользоваться методами итеративной регуляризации обратных задач с использованием на основе решения обратных задач

4. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах

Для описания образования и отложения гидратов в скважинах и газопроводах в работе [29] – [31] была предложена квазистационарная математическая модель, в которой движение реального газа в трубах описывается в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидрата – в рамках обобщенной задачи Стефана, в которой температура фазового перехода газогидрат существенно зависит от давления в потоке газа.

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dP}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_e - T) - \frac{1}{c_p} g \sin \phi, \quad (17)$$

$$\frac{dP}{dx} = - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4 \rho S^{2,5} S_0^{2,5}} - \rho g \sin \phi, \quad (18)$$

где ρ – плотность газа; g – ускорение свободного падения; c_p – удельная теплоемкость газа; S , D – поперечное сечение и диаметр трубы; ε – коэффициент дросселирования; x – координата вдоль оси трубы; p – давление; ϕ – угол наклона трубы, отсчитываемый от фиксированной горизонтальной плоскости; ψ – коэффициент гидравлического сопротивления; T_e – температура окружающей среды; T – температура газа; α – суммарный коэффициент теплопередачи; $M = \rho v S$ – массовый расход газа, являющийся константой; v – скорость газа; нулевой индекс обозначает начальное состояние. Плотность газа связана с давлением и температурой уравнением состояния

$$\rho_g = \frac{P}{zRT}, \quad \varepsilon = \frac{RT^2}{c_p P} \frac{\partial z}{\partial T}, \quad z = 1 + 0,07 \frac{p}{T} \left(1 - \frac{6}{T^2}\right),$$

где R – газовая постоянная; коэффициент несовершенства газа z определяется формулой Бергло, ε – коэффициент дросселирования. Давление и температура отнесены к своим критическим значениям, которые зависят от состава природного газа. Уравнение, описывающее изменение площади проходного сечения скважины S , записывалось в виде, который соответствует постоянному значению коэффициента теплопередачи от движущегося в трубе газа к гидратному слою:

$$\frac{dS}{d\tau} = b_2 \frac{T_e - T_{ph}(p)}{1 - b_2 \ln S} - b_1 (T_{ph}(p) - T), \quad b_1 = \frac{\alpha_1 D_0}{4 \lambda_h}, \quad b_2 = \frac{\alpha_2 D_0}{4 \lambda_h},$$

α_1 – коэффициент теплообмена между газом и слоем гидрата; α_2 – коэффициент теплообмена между слоем гидрата и горной породой, в котором учитывается тепловое сопротивление стенок скважины и изменение температурного поля горных пород при ее работе; λ_h – теплопроводность гидрата; безразмерное время

$$\tau = \lambda_h T_0 / (\rho_h l_h D_0^2),$$

T_c – критическая температура газа; ρ_h – плотность гидрата; l_h – удельная теплота образования гидрата; $T_{ph}(p) = a \ln p + b$ – равновесная температура образования гидрата (в этой формуле эмпирические коэффициенты a , b зависят от состава газа).

Начальные условия

$$p(0) = p_0, T(0) = T_0, S(0) = S_0. \quad (19)$$

В задаче (17) – (19) уравнения (17), 18) являются законами сохранения энергии в неизотермическом и в изотермическом случае [29] – [31]. Отсутствует закон сохранения импульса. Предлагаем в уравнение (17) включить потерю энергии на трение из (18):

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dP}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_e - T) - \frac{1}{c_p} g \sin \phi - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4 c_p S^{2,5} S_0^{2,5}},$$

а взамен (18) включить закон сохранения импульса – уравнение Навье-Стокса для постоянной скорости движения газа. Уравнение (17) выведено в книге [32] для стационарного потока.

Заключение

В результате проведенных обзорно-аналитических исследований можно сформулировать следующие обобщенные варианты постановки задач оптимизации управления процессами:

- бурения скважин и добычи углеводородов с учетом особенностей фильтрации флюидов в призабойных зонах;
- течения газа в лифтах скважин с учетом потенциальных условий образования техногенных газогидратов и разложения природных газогидратов в низкотемпературных резервуарах газовых и газоконденсатных месторождений.

Оптимизация управления процессами бурения скважин целесообразно осуществлять по критериям максимума рейсовой скорости проходки и минимума эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Первый критерий означает, что Другие критерии максимум механической скорости проходки, максимум рейсовой скорости, максимум проходки за рейс, максимум коммерческой скорости и минимум стоимости метра проходки. Максимум рейсовой скорости (в одном цикле спуска и подъема бурового агрегата) обычно обеспечивается режимом бурения, т.е. выбором управляющих воздействий: осевой нагрузки на долото, частота вращения долота, расход, плотность и вязкость бурового раствора, тип долота, а также геологические структуры и механические свойства горных пород. Критерий минимума стоимости проходки обеспечивается в основном при минимальном количестве циклов, поскольку процесс спуска и подъема бурового агрегата является наиболее дорогостоящей операцией в процессе бурения скважин. А минимальное количество циклов обычно обеспечивает последовательным выбором типов долот для проходки текущих слоев горных пород. Поэтому задачу оптимизации процесса бурения скважин должен состоять из двух уровней:

- на первом уровне решается задача выбора минимальной последовательности циклов и соответствующей оптимальной комбинации типов долот по критерию минимума стоимости проходки;
- на втором уровне решаются подзадачи, соответствующие выбранным последовательным комбинациям типов долот по критерию максимума рейсовой скорости.

При такой иерархической постановке задачи достигаются наилучшие результаты, поскольку априорные свойства долот и разрушаемых ими горных пород, а также режимов бурения позволяет избежать полного перебора последовательности типов долот. Кроме того, каждая задача нижнего уровня может быть решаться параллельно на многопроцессорных вычислительных системах с использованием программных интерфейсов распараллеливания вычислений. Причем алгоритмы решения задач нижнего уровня должны содержать программные модули диагностики термогидродинамического состояния насыщенных пористых сред с целью предотвращения фазовых превращений (образования и разложения газогидратов, выпадения конденсата) в призабойных зонах и лифтах скважин.

Оптимизация управления процессами добычи углеводородов должна быть сформулирована для взаимосвязанного комплекса – *скважины-лифты-наземные нефтегазосборные сети*, в целом. Например, при разработке месторождения газа в режиме истощения оптимизация управления строится с использованием критерия минимума отклонения забойных давлений от среднего значения давления по всему месторождению в целом при заданных начальных граничных условиях на границе месторождения и забоях скважин. Для решения такой крупномасштабной задачи необходимо использовать методы декомпозиции, расщепления по физическим процессам и пространственным координатам в сочетании с многосеточными вариантами комбинированной аппроксимации операторов методами контрольных объемов и конечных элементов. Параллельные алгоритмы должны содержать внутренние модули диагностики фазового состояния насыщенных пористых сред в призабойных зонах и стволах скважин.

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра. – 1965. – 240 с.

2. *Сургучев Б.М.* Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти. – Институт компьютерных исследований. – 2007. – 406 с.
3. *Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Лапшин В.И. и др.* О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей / В сб. «Эффективность освоения запасов углеводородов». Ухта: «Газпром ВНИИГАЗ». – Часть 2. – 2010. – С. 32- 45.
4. *Васильева З.А., Родичкин А.В.* Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов // Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып. 4(23). – 2018.
5. *Васильева З.А., Джафаров Д.С., Аметова Т.А.* Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне // Криосфера Земли. – 2011. – Т. XV. – № 1. – С. 61-65.
6. *Vasilyeva Z.A.* Modeling of heat mass transfer in the well while drilling in frozen and gas hydrate layers to prevent emergency of gas blowouts. / V.F. Buslayev, Z.A. Vasilyeva, I.I. Sharovar // Earth's Crisosphere. – 2004. – V. VIII. – № 4. – P. 72-77.
7. *Леонов Е.Г., Исаев В.И.* Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра. – 1987, –304 с.
8. *Цыпкин Г.Г.* Течения с фазовыми переходами в пористых средах. – М.: ФМЛ. – 2009. – 232 с.
9. *Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И.* Влияние неизотермических эффектов на добычу газа в северных районах с учетом возможного гидратообразования в призабойной зоне скважин // Вестник НГУ. Серия: Математика, механика, информатика. – 2012. – Т. 12. – Вып. 4. – С. 9–15.
10. *Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Гималтдинов И.К.* Численное моделирование образования газогидрата в пористой среде конечной протяженности при продувке газом // Прикладная механика и техническая физика. – 2011. – Т.52. – №4. – С. 116-126.
11. *Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г.* Математическое моделирование процесса образования газогидрата при закачке диоксида углерода в насыщенный метаном и льдом пласт// Криосфера Земли. – 2016. – Т. XX. – № 3. – С. 63–70.
12. *Лобковский Л.И., Рамазанов М.М.* Математическая модель осесимметричного квазистационарного тепломассопереноса в газогидратном пласте // Изв. РАН. МЖГ. – 2017. – № 4. – С.85–96.
13. *Лобковский Л.И., Рамазанов М.М.* Фронтной режим тепломассопереноса в газогидратном пласте в условиях отрицательных температур // Изв. РАН. МЖГ. – 2018. – № 4. – С.75-89.
14. *Kim, U., Bishnoi, P., Heidemann, R., Rizvi, S.* Kinetics of methane hydrate decomposition // Chemical Engineering Science. – 1987. – Vol. 42. – №7. – P. 1654-1653.
15. *Hong, H., and Pooladi-Darvish, M.* 2005. Simulation of Depressurization for Gas Production from Gas Hydrate Reservoirs // J. Can. Pet. Tech. – 2005. – 44 (11). – P. 39-46.
16. *Moridis, G., Seol, Y., Kneafsey, T.* Studies of Reaction Kinetics of Methane Hydrate Dissociation in Porous Media // Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. – Trondheim. – 2005. – Vol. 1. – P. 21 - 30.
17. *Азиз Х., Семтари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2004. – 416 с.
18. *Goel, N., Wiggins, M., Shah, S.* Analytical modeling of Gas Recovery from in-situ Hydrates dissociation // Journal of petroleum science and engineering. – 2001. – vol 29. – P. 115 -127.
19. *Hong, H., Pooladi-Darvish, and Bishnoi P.* 2003 Analytical modeling of gas production from Hydrates in porous Media // J. Can. Pet. Tech. – 2003. – 42(11). – P. 39-56.
20. *Wilder, J., Moridis, G., Wilson, S.* An international effort to compare gas hydrate reservoir simulators // Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008). Vancouver, Canada. – 2008. – P. ??-??.
21. *Sukru Merey.* Prediction of methane, water and ice properties for numerical gas hydrate simulations // Celal Bayar University Journal of Science. –2018. – Volume 14. – Issue 2. – P. 177-186.
22. *Васильева З.А., Джафаров Д.С.* Режимы диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах // Газовая промышленность. – 2010. – № 12. – С. 24-26.
23. *Васильева З.А., Джафаров Д.С.* Объемная модель диссоциации газовых гидратов в природных пластах //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 7. – С. 36-41.
24. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра. – 1972. – 211 с.
25. *Васильева З.А.* Условия сопряжения полей давления и температуры газа в скважине и пласте // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 6. – С. 45-47.
26. *Васильева З.А., Ли Ч.* Об интеграции симуляторов скважина-пласт // VII научно-практическая конференция «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение». – Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова. – 2017. – С. 146-148.
27. *Васильева З.А., Ли Ч.* Термогидродинамические исследования газовых скважин в условиях гидратообразования // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2017. № 2 (287). – С. 75-85.
28. *Джафаров Д.С., Васильева З.А., Красновидов Е.Ю.* Термогидродинамические исследования скважин газогидратных месторождений // Газовая промышленность. – 2013. – № 11 (698). – С. 28-30.
29. *Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И.* Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Криосфера Земли. – 2011. – Т. XV. – № 2. – С. 65–69.
30. *Бондарев Э.А., Аргунова К.К.* Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Информационные и математические технологии в науке и управлении: Тр. XIV Байкальской Всерос.

конференция. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2009. – Ч. III. – С. 41–51.

31. *Бондарев Э.А., Габыева Л.Н., Каниболотский М.А.* Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1982. – № 5. – С. 105–112.
32. *Брилл Дж.П., Мукерджи Х.* Многофазный поток в скважинах. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2006. – 384 с.