

К. К. Аргунова, Э. А. Бондарев, И. И. Рожин

ВЛИЯНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА ДОБЫЧУ ГАЗА В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОГО ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН

В вычислительном эксперименте исследовано влияние параметров математической модели на динамику полей давления и температуры при неизотермической фильтрации несовершенного газа в пласте. Для описания процесса использовалась нелинейная система дифференциальных уравнений, полученная из законов сохранения массы и энергии и закона Дарси, а в качестве замыкающих соотношений — физическое и калорическое уравнения состояния. Граничные условия соответствуют отбору газа при заданном давлении на забое скважины. Оценивалось влияние изотермичности процесса фильтрации на поле давления и на суммарную добычу газа. На конкретных примерах газовых месторождений Северо-Востока России путем сравнения полей давления и температуры с равновесными условиями образования гидратов определен размер возможной области гидратообразования в призабойной зоне скважин.

Ключевые слова: математическое моделирование, неизотермическая фильтрация, несовершенный газ, газовый гидрат.

При добыче природного газа (особенно в районах Сибири и Крайнего Севера) могут возникнуть условия, способствующие образованию и отложению гидратов в скважинах и в призабойной зоне. В данной работе предложен следующий подход к прогнозу возможного образования гидратов при отборе газа: из решения задачи неизотермической фильтрации несовершенного газа определяются поля давления и температуры в пласте и сравниваются с равновесными условиями образования гидратов в призабойной зоне пласта. Это решение затем можно использовать для определения температуры и давления на забое.

Постановка задачи

Для математического описания отбора газа через одиночную скважину, расположенную в центре круговой залежи, воспользуемся системой уравнений, описывающей неизотермическую фильтрацию несовершенного газа в пористой среде, в которой перенос энергии за счет теплопроводности считается пренебрежимо малым по сравнению с конвективным переносом [1; 2]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\bar{p}}{Z\bar{T}} \right) = \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{\bar{p}}{Z\bar{T}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} \right), \quad \bar{r}_w < \bar{r} < \bar{r}_k, \quad \bar{t} > 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} = \left(1 + \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \right) \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} + \frac{c_p}{R} \frac{\bar{p}}{Z\bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} - \frac{\bar{T}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial \bar{T}} \left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{r}} \right)^2, \quad \bar{r}_w < \bar{r} < \bar{r}_k, \quad \bar{t} > 0, \quad (2)$$

где $\bar{p} = \frac{p}{p_0}$, $\bar{r} = \frac{r}{l}$, $\bar{r}_w = \frac{r_w}{l}$, $\bar{r}_k = \frac{r_k}{l}$, $\bar{t} = \frac{\kappa_p t}{l^2}$, $\bar{T} = \frac{c_t T}{m p_0}$, $\kappa_p = \frac{k p_0}{m \mu}$. В дальнейшем черта над безразмерными переменными для удобства опускается. Здесь приняты обозначения:

c_p — удельная теплоемкость газа, c_r — объемная теплоемкость насыщенного газом пласта, k — коэффициент проницаемости, l — характерный размер, m — пористость, p — давление, r — радиальная координата, R — газовая постоянная, t — время, T — температура, Z — коэффициент несовершенства газа, κ_p — пьезопроводность насыщенного газом пласта, μ — динамическая вязкость газа; нижние индексы означают: 0 — начальное состояние, к — на контуре питания, w — на стенке скважины. На забое скважины задается постоянное давление газа

$$p = p_w, \quad r = r_w. \quad (3)$$

На контуре питания задаются условия, моделирующие отсутствие потоков фильтрующегося газа и тепла, т. е. моделируется водонапорный режим отбора газа:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0, \quad r = r_k. \quad (4)$$

В начальный момент времени давление и температура считаются постоянными:

$$p(r, 0) = 1, \quad T(r, 0) = T_0, \quad r_w \leq r \leq r_k. \quad (5)$$

В качестве уравнения состояния принимается уравнение Латонова–Гуревича [3]:

$$Z = \left(0,17376 \cdot \ln\left(\frac{mp_0}{c_r T_c} T\right) + 0,73 \right)^{\frac{p_0}{p_c p}} + 0,1 \frac{p_0}{p_c}, \quad (6)$$

где T_c , p_c — критические значения температуры и давления природного газа, который представляет собой смесь газов, в основном парафинового ряда, начиная с метана. Решение начально-краевой задачи (1)–(6) зависит от параметра c_p/R , входящего в уравнения (2), от граничного условия (3), определяемого безразмерным давлением p_w , и от двух безразмерных комплексов $mp_0/c_r T_c$, p_0/p_c , входящих в уравнение (6). Для численного решения задачи используются неявные абсолютно устойчивые разностные схемы, которые реализуются методом простой итерации, методом прогонки и бегущего счета на каждом шаге итерации. Следует отметить, что в данной постановке температура газа на забое скважины (при $r = r_w$) является искомой величиной, определяемой в ходе решения задачи, а уравнение (2) является квазилинейным гиперболическим уравнением первого порядка. Характеристики данного уравнения выходят из правой границы, поэтому граничного условия отсутствия теплового потока (4) достаточно для определения его единственного решения.

Кроме вычисления температуры и давления, определялось общее количество добываемого газа $V = \int_0^t A(t) dt$, где безразмерный массовый расход $A = \frac{p}{ZT} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_w}$ выражается через размерные величины следующим образом: $A = \frac{m\mu RM}{2\pi k H p_0 c_r}$, где H — мощность пласта, M — массовый дебит газа.

Результаты и обсуждение

Приведем результаты расчетов, выполненных для Мессояхского месторождения при $p_w = 5,3$ и $6,3$ МПа, при этом неизменными оставались: $c_p/R = 5,278$, $c_r/mp_0 = 3,415$ 1/и,

начальная пластовая температура $T_0 = 282,91$ К и начальное пластовое давление $p_0 = 6,8$ МПа. Критические параметры $T_c = 191,202$ К и $p_c = 4,6893$ МПа были определены по методике, представленной в работе [4]. Равновесная температура гидратообразования вычислялась по формуле $T_{ph}(p) = a \ln p + b$, где постоянные $a = 10,036$ К и $b = 126,023$ К найдены путем аппроксимации кривой термодинамического равновесия, определяемой по методике Е. Д. Слоуна [5] при известном составе газа (об. %): $CH_4 - 99,169$, $C_2H_6 - 0,003$, $C_3H_8 - 0,009$, $iC_4H_{10} - 0,002$, $nC_4H_{10} - 0,002$, $C_5H_{12+} - 0,018$, $CO_2 - 0,611$, $N_2 - 0,186$.

Вычисления показали, что изменения поля температуры существенны только при интенсивном воздействии на газоносный пласт, когда $p_w = 5,3$ МПа. Однако даже в этом случае они локализованы в узкой зоне вблизи скважины, что хорошо видно на рис. 1. при малых значениях безразмерного времени t эта зона не превышает 3 м (кривая 1), а в остальной части пласта температура равна начальной. В конце вычислительного процесса резкое понижение температуры происходит на расстоянии 4 м от забоя, а далее она почти постоянна и незначительно ниже начальной (кривая 2). Более детальный анализ результатов показывает, что на забое скважины температура вначале резко понижается (в приведенном примере это понижение составило 1,3 К), а затем начинает восстанавливаться (кривая 1 на рис. 2). Такая же тенденция прослеживается и на небольшом расстоянии от забоя, но здесь понижение температуры составило уже 0,8 К (кривая 2 на рис. 2). Однако уже на достаточном расстоянии (10 м) наблюдается лишь незначительное понижение температуры со временем (кривая 3 на рис. 2).

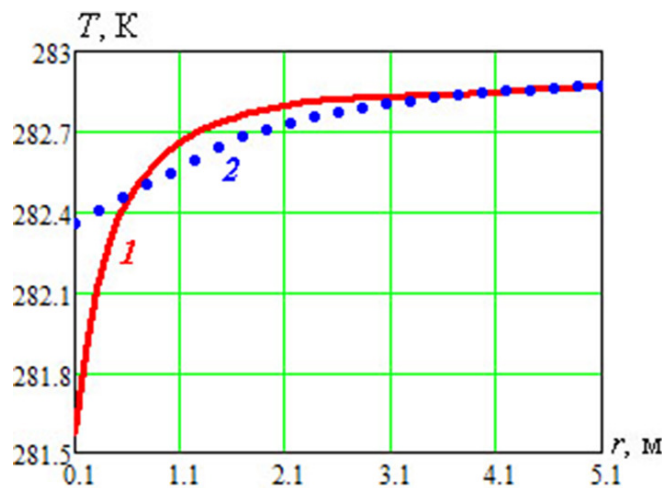


Рис. 1. Распределение температуры при $p_w = 5,3$ МПа:
1 – $t = 5000$; 2 – $t = 1600000$

Из физических соображений очевидно, что величина давления в точке отбора газа должна наиболее существенно определять его пространственные изменения во времени. Это хорошо видно на рис. 3, где сравниваются два варианта значений давления на забое при прочих равных условиях. Видно, что при интенсивном воздействии на пласт давление существенно изменяется во всех точках пласта, тогда как при малой депрессии эти изменения затрагивают только узкую зону вблизи скважины даже при больших значениях безразмерного времени t .

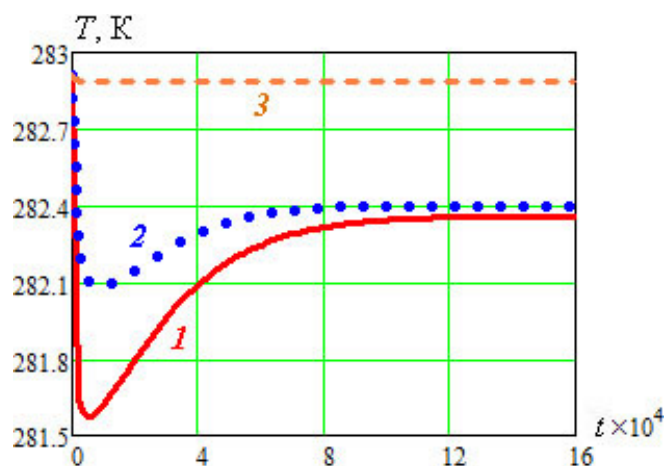


Рис. 2. Динамика изменения температуры при $p_w = 5,3$ МПа: 1 – $r = 0,1$ м; 2 – $r = 0,3$ м; 3 – $r = 10,1$ м

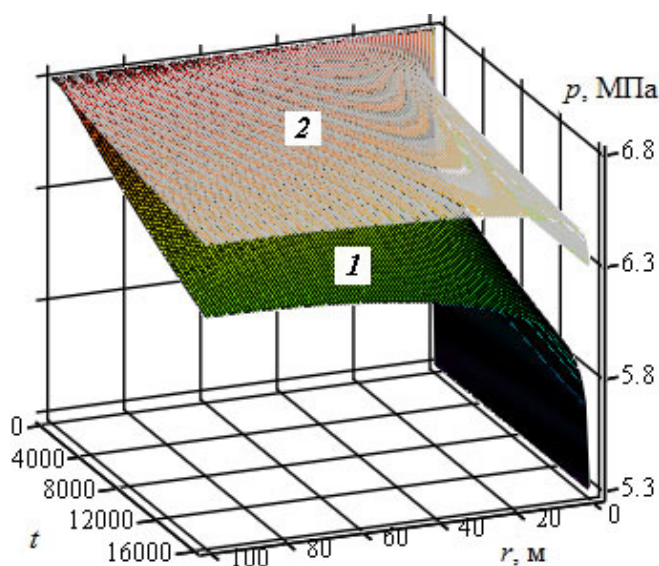


Рис. 3. Динамика поля давления: 1 – $p_w = 5,3$ МПа; 2 – $p_w = 6,3$ МПа

Для детального анализа проанализируем кривые, представленные на рис. 4. Видно, что влияние неизотермичности невелико и при интенсивном отборе газа приводит к незначительной недооценке снижения давления всего на 0,01 МПа (сравни кривые 1 и 2 на рис. 4, а). Аналогичная ситуация имеет место и при отборе газа с гораздо меньшей интенсивностью (сравни кривые 1 и 2 на рис. 4, б).

Неизотермичность процесса, несмотря на казалось бы незначительное влияние на перераспределение давления в пласте, влияет на прогнозирование суммарного отбора газа (рис. 5, б). Недооценка роли изменений температурного поля для отбора с большой интенсивностью составляет 20 % (кривые 1 и 2), а при отборе с малой интенсивностью – 34 % (кривые 3 и 4). Это означает, что пренебрежение неизотермичностью процесса приводит к занижению потенциального отбора газа при расчетах прогнозируемой добычи. Отметим, что все кривые на рис. 5, б имеют два характерных почти прямолинейных

участка, где излом соответствует переходу на стационарный режим (режим истощения залежи).

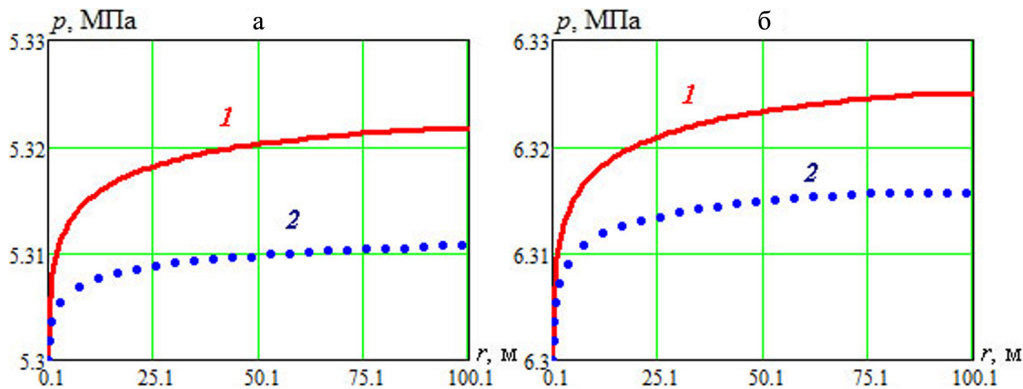


Рис. 4. Давление в конце расчетного времени (1 — неизотермический режим; 2 — изотермический режим): а — $p_w = 5,3$ МПа; б — $p_w = 6,3$ МПа

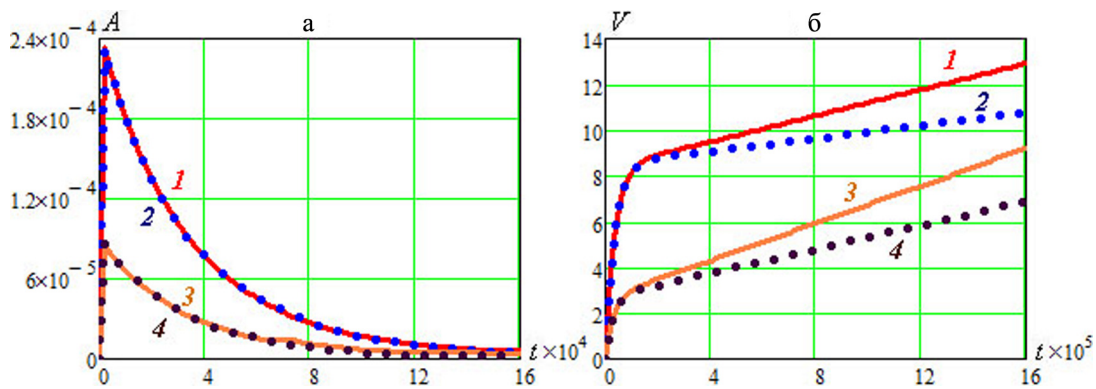


Рис. 5. Массовый расход (а) и накопленная добыча газа (б): сплошные кривые — неизотермический режим, пунктирные — изотермический режим; 1, 2 — $p_w = 5,3$ МПа; 3, 4 — $p_w = 6,3$ МПа

Возможность образования гидратов в призабойной зоне пласта можно оценить, сравнив температурное поле в этой зоне с равновесными условиями гидратообразования. Видно, что при отборе с большой интенсивностью температура газа будет выше равновесной температуры всюду за исключением узкой зоны вблизи скважины в начальное время отбора (рис. 6, а). При меньшей депрессии температура газа всюду ниже равновесной температуры образования гидратов (рис. 6, б). Этот эффект объясняется тем, что снижение равновесной температуры гидратообразования за счет понижения давления более существенно, чем охлаждение газа за счет дросселирования. Следовательно, такую зону можно идентифицировать одним из геофизических методов, например акустическим каротажем, и на нее можно воздействовать одним из ингибиторов гидратообразования.

Аналогичные результаты получены для природного газа Средне-Вилюйского месторождения Республики Саха (Якутия), которое отличается от Мессояхского гораздо большей глубиной залегания газоносного пласта и соответственно гораздо большими значениями пластовых давления и температуры: $T_0 = 323$ К, $p_0 = 24$ МПа, $c_p/R = 5,118$,

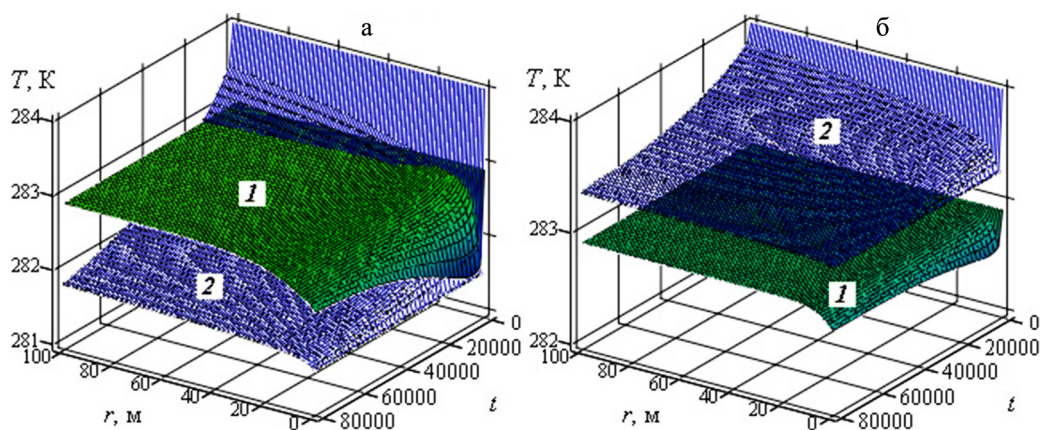


Рис. 6. Температурное поле в призабойной зоне (1 – температура газа, 2 – равновесная температура гидратообразования): а – $p_w = 5,3$ МПа; б – $p_w = 6,3$ МПа

$c_r/mr_0 = 1,234$ 1/и, $T_c = 205,022$ К, $p_c = 4,6596$ МПа, $a = 7,01$ К, $b = 178,28$ К, $p_w = 14$ иа и $p_w = 22$ МПа. Состав природного газа (об. %): $CH_4 - 90,34$, $C_2H_6 - 4,98$, $C_3H_8 - 1,74$, $iC_4H_{10} - 0,22$, $nC_4H_{10} - 0,41$, $C_5H_{12+} - 1,55$, $CO_2 - 0,28$, $N_2 - 0,48$. Получено, что влияние поля температуры на поле давления и на прогнозирование суммарного отбора газа незначительно. Оценки возможности образования гидратов в призабойной зоне скважины на этом месторождении показали, что температура газа даже при интенсивном отборе всегда выше равновесной температуры гидратообразования (рис. 7). Этот результат полностью соответствует многолетней истории разработки Средне-Вилойского месторождения.

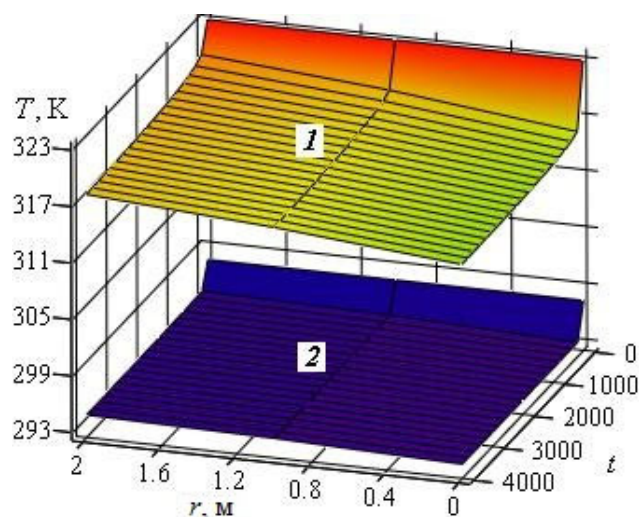


Рис. 7. Температурное поле в призабойной зоне при $p_w = 14$ МПа: 1 – температура газа; 2 – равновесная температура гидратообразования

Список литературы

1. Бондарев Э. А., Васильев В. И., Воеводин А. Ф. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1988.

2. Бондарев Э. А., Аргунова К. К., Рожин И. И. Плоскопараллельная неизотермическая фильтрация газа: роль теплопереноса // ИФЖ. 2009. Т. 82, № 6. С. 1059–1065.
3. Латонов В. В., Гуревич Г. Р. Расчет коэффициента сжимаемости природного газа // Газовая промышленность. 1969. № 2. С. 7–9.
4. Kay W. B. Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressures // Industrial & Engineering Chemistry Research. 1936. Vol. 28. P. 1014–1019.
5. Sloan E., Dendy Jr. Clathrate Hydrates of Natural Gases. N. Y.; Basel; Hong-Kong: Marcel Dekker, Inc., 1997.

Материал поступил в редколлегию 15.07.2012

Адреса авторов

АРГУНОВА Кира Константиновна
Институт проблем нефти и газа СО РАН
Октябрьская, 1, Якутск, 677980, Россия
e-mail: akk@ipng.ysn.ru,
БОНДАРЕВ Эдуард Антонович
Институт проблем нефти и газа СО РАН
Октябрьская, 1, Якутск, 677980, Россия
e-mail: bondarev@ipng.ysn.ru
РОЖИН Игорь Иванович,
Институт проблем нефти и газа СО РАН
Октябрьская, 1, Якутск, 677980, Россия
e-mail: rozhin@ipng.ysn.ru