

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, 2011

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

Статья посвящена численному исследованию процесса неизотермической многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде, разработаны соответствующие расчетная схема и алгоритм. Расчетным путем оценено влияние неизотермичности на показатели фильтрации газоконденсатной смеси в пласте.

Известно, что фазовое состояние природных газоконденсатных систем в процессе накопления ретроградного конденсата у забоя скважин в значительной степени определяется термобарическими условиями. Поэтому представляются вполне обоснованными предложения о возможности уменьшения объемов ретроградного конденсата в призабойной зоне за счет создания в них соответствующего температурного поля.

Испарение конденсата и перевод его в газовую fazu могут быть осуществлены за счет повышения температуры в призабойной зоне скважины (Гриценко и др., 1995; Гриценко и др., 1997). При локальном воздействии на призабойную зону скважины радиусом в несколько метров требуются малые энергетические затраты, и поэтому тепловое воздействие на призабойную зону газоконденсатной скважины может быть вполне реализуемым. Представляется актуальным проведение теоретических исследований на основе математического моделирования неизотермической фильтрации двухфазной газоконденсатной смеси по определению возможности повышения продуктивности газоконденсатных скважин за счет периодических тепловых обработок их призабойных зон.

В работе рассматривается задача о нестационарной неизотермической двухфазной фильтрации N-компонентной газоконденсатной смеси к системе совершенных скважин с заданным дебитами в ограниченной однород-

ной по проницаемости полосообразной залежи с постоянной толщиной. Кровля и подошва залежи являются непроницаемыми, гравитационные и капиллярные силы и теплota фазовых переходов не учитываются. Требуется найти функции давления, температуры и конденсатонасыщенности в любой точке пласта при $t > 0$ (t - время).

При такой постановке задачи движение газоконденсатной смеси в пласте является плоским и искомые функции удовлетворяют системе дифференциальных уравнений в частных производных (Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1988).

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k h f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} x_i + \frac{k h f_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}} M_{\text{г}}} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \\
 & \frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{k h f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} x_i + \frac{k h f_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}} M_{\text{г}}} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial y} \right] = \\
 & = \frac{\partial}{\partial t} \left[m h \left(\frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} + \frac{\rho_{\text{г}} S_{\text{г}}}{M_{\text{г}}} \right) z_i \right] + \\
 & + \sum_{j=1}^n q_{ij}(t) \delta(x-x_j) \delta(y-y_j), \quad (1) \\
 & i=1, N, \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \\
 & \left(\frac{f_{\text{г}} \rho_{\text{г}} C_{p_{\text{г}}}}{\mu_{\text{г}} M_{\text{г}}} + \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} \right) \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} \right) -
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & -\left(\frac{f_e \rho_e C_{p_e}}{\mu_e M_e} \varepsilon_e + \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}} }{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} \varepsilon_{\text{ж}} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} \right)^2 + \\
 & + m \left(\frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}}}{M_{\text{ж}}} \eta_{s_{\text{ж}}} + \frac{\rho_e S_e C_{p_e}}{M_e} \eta_{s_e} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \\
 & - \left[m \left(\frac{\rho_e S_e}{M_e} C_{p_e} + \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} C_{p_{\text{ж}}} \right) + (1-m) \rho_e C_{p_e} \right] \frac{\partial T}{\partial x} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ [m(S_e \lambda_e + S_{\text{ж}} \lambda_{\text{ж}}) + (1-m) \lambda_e] \frac{\partial T}{\partial x} \right\} + \\
 & \frac{\partial}{\partial y} \left\{ [m(S_e \lambda_e + S_{\text{ж}} \lambda_{\text{ж}}) + (1-m) \lambda_e] \frac{\partial T}{\partial y} \right\} + q_T = 0 \quad (2)
 \end{aligned}$$

$$, (2) \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad \sum_{i=1}^N z_i = 1,$$

$$(x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \quad (3)$$

и условиям

$$\begin{aligned}
 p(x, y, t) \Big|_{t=0} &= p_0(x, y), \quad T(x, y, t) \Big|_{t=0} = T_0(x, y), \\
 z_i(x, y, t) \Big|_{t=0} &= z_{i_0}(x, y), \quad i = \overline{1, N}, \quad (x, y) \in D, \quad (4) \\
 \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} &= 0, \quad \frac{\partial T(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \\
 \frac{\partial z_i(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} &= 0, \quad (x, y) \in \Omega, \quad t \in (0, T), \quad (5)
 \end{aligned}$$

где $C_{p_{\text{ж}}}$ и C_{p_e} – коэффициенты удельной изобарной теплоемкости жидкой и газовой фазы соответственно; ε_e и $\varepsilon_{\text{ж}}$ – коэффициенты Джоуля-Томсона газовой и жидкой фазы соответственно; η_{S_e} и $\eta_{S_{\text{ж}}}$ – коэффициенты адиабатического расширения газовой и жидкой фазы соответственно; λ_e , $\lambda_{\text{ж}}$ и λ_c – коэффициенты теплопроводности газовой и жидкой фазы и пласт породы соответственно; $T(x, y, t)$ – температура; q_T – учитывает перетоки теплоты в окружающие породы пласта; C_{p_c} – коэффициент теплоемкости гор-

ной породы при постоянном давлении; ρ_c – плотность породы скелета пласта; n – число скважин; D – область фильтрации; Ω – граница пласта. Остальные обозначения – общепринятые (Фейзуллаев, 2006).

Исходя из технологических соображений, в качестве граничного условия по температуре на стенке скважины при нагнетании реагента с температурой, отличной от начальной пластовой, задается: $\Delta T = \theta$, где ΔT – разности текущей и забойной температур, θ – заданное значение температуры.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система (1)-(5) замыкается следующими соотношениями (Закиров и др., 1988; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский, 1984; Курбанов, Розенберг, 1968):

$$\begin{aligned}
 \rho_{\text{ж}} &= \rho_{\text{ж}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \rho_e &= \rho_e(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \mu_{\text{ж}} &= \mu_{\text{ж}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \mu_e &= \mu_e(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 S_{\text{ж}} &= S_{\text{ж}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 S_e &= 1 - S_{\text{ж}}, \\
 \lambda_{\text{ж}} &= \lambda_{\text{ж}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \lambda_e &= \lambda_e(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 C_{p_{\text{ж}}} &= C_{p_{\text{ж}}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 C_{p_e} &= C_{p_e}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \varepsilon_{\text{ж}} &= \varepsilon_{\text{ж}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \varepsilon_e &= \varepsilon_e(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \eta_{s_{\text{ж}}} &= \eta_{s_{\text{ж}}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \eta_{s_e} &= \eta_{s_e}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \lambda_c &= \lambda_c(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 x_i &= x_i(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 y_i &= y_i(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}). \quad (6)
 \end{aligned}$$

Метод решения газогидродинамической задачи изложен в (Фейзуллаев, 2006), а для решения уравнения сохранения энергии (2) приводим его к виду:

$$A\left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y}\right)\left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y}\right) - B\left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y}\right)^2 + C\frac{\partial p}{\partial t} - D\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}\left(E\frac{\partial T}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(E\frac{\partial T}{\partial y}\right) + q_T = 0, \quad (7)$$

где

$$\begin{aligned} A &= \frac{f_e \rho_e C_{p_e}}{\mu_e M_e} + \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}}; \\ B &= \frac{f_e \rho_e C_{p_e}}{\mu_e M_e} \varepsilon_e + \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} \varepsilon_{\text{ж}}, \\ C &= \left(\frac{\rho_e S_e C_{p_e}}{M_e} \eta_{S_e} + \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}} C_{p_{\text{ж}}}}{M_{\text{ж}}} \eta_{S_{\text{ж}}} \right) m, \\ D &= m \left(\frac{\rho_e S_e}{M_e} C_{p_e} + \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} C_{p_{\text{ж}}} \right) + (1-m) \rho_c C_{p_c}, \\ E &= m(S_e \lambda_e + S_{\text{ж}} \lambda_{\text{ж}}) + (1-m) \lambda_c. \end{aligned}$$

Как в работе (Закиров и др., 1988), зная профиль давления и распределения концентрации компонентов смеси из решений газогидродинамической задачи, приведенной в (Фейзуллаев, 2006), принимая в первом приближении значение температуры с предыдущего временного слоя, находим коэффициенты, входящие в уравнение (7), а затем, учитывая соответствующие начальные и граничные условия, численно интегрируем это уравнение.

Аппроксимируя уравнение (7) на пространственно-временной сетке для получения решения, имеем разностное уравнение (Азиз, Сеттари, 1982):

$$\begin{aligned} A_{i,j}^{(S),m+1} &\left[\left(\frac{p_{i+1,j}^{(S),m+1} - p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta x_i} + \frac{p_{i,j+1}^{(S),m+1} - p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta y_j} \right) \times \right. \\ &\times \left. \left(\frac{T_{i+1,j}^{(s+1),m+1} - T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta x_i} + \frac{T_{i,j+1}^{(s+1),m+1} - T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta y_j} \right) \right] + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &+ B_{i,j}^{(S),m+1} \left[\frac{p_{i+1,j}^{(S),m+1} + p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta x_i} + \frac{p_{i,j+1}^{(S),m+1} + p_{i,j}^{(S),m+1}}{\Delta y_i} \right]^2 + \\ &+ C_{i,j}^{(S),m+1} \frac{p_{i,j}^{(S),m+1} - p_{i,j}^{(S),m}}{\Delta \tau} - D_{i,j}^{(S),m+1} \frac{T_{i,j}^{(s+1),m+1} - T_{i,j}^{(s+1),m}}{\Delta \tau} + \\ &+ \left[E_{i+1/2,j}^{(S),m+1} \frac{T_{i+1,j}^{(s+1),m+1} - T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta x_{i+1/2}} - E_{i-1/2,j}^{(S),m+1} \frac{T_{i,j}^{(s+1),m+1} - T_{i-1,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta x_{i-1/2}} \right] \frac{1}{\Delta x_i} + \\ &+ \frac{1}{\Delta y_j} \left[E_{i,j+1/2}^{(S),m+1} \frac{T_{i,j+1}^{(s+1),m+1} - T_{i,j}^{(s+1),m+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - E_{i,j-1/2}^{(S),m+1} \frac{T_{i,j}^{(s+1),m+1} - T_{i,j-1}^{(s+1),m+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] + \\ &+ q_{T_{i,j}}^{(S),m+1} = 0, \quad i=\overline{1,N}, \quad j=\overline{1,N}. \end{aligned} \quad (8)$$

Решение системы (8) находится по методу Якоби (Азиз, Сеттари, 1982). В систему (8) входят нелинейные коэффициенты, ввиду малых изменений температуры при переходе с одного временного слоя на другой можно обходиться без их итерирования (Азиз, Сеттари, 1982; Закиров и др., 1988).

Входящие в систему (1)-(5) коэффициенты (6) являются сложными функциями многих параметров. Для их определения необходимы трудоемкие процедуры расчета парожидкостного равновесия и параметров, характеризующих теплофизические свойства фаз. Для расчетов газожидкостного равновесия и теплофизических свойств фаз используется уравнение состояния (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский, 1984). При решении задач (1)-(6) использование уравнения состояния позволяет создать единую термодинамическую основу определения замыкающих соотношений и провести расчеты с высокой степенью точности в широком диапазоне изменений давления и температуры.

Расчет составов и плотностей равновесных газовой и жидкой фаз по известному составу смеси, давлению и температуре, а также по параметрам, характеризующим петрофизические свойства фаз, проведен по аналогии (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Гуревич, Брусиловский, 1984; Закиров и др., 1988).

С целью оценки влияния неизотермичности на показатели фильтрации многокомпонентной смеси были проведены расчеты разработки газоконденсатной залежи на истощение. Рассматриваются два варианта. В одном учитываются неизотермические эффекты, в другом процесс считается изотермическим. При этом для расчетов выбрана залежь V блока VII горизонта месторождения

Булла-дениз. Все необходимые исходные данные для этой залежи представлены в (Абасов и др., 2008). При расчете параметр $C_{pc} \cdot \rho_c$ принимается равным $2.5 \cdot 10^6 - 3 \cdot 10^6$ Дж/(м³·К) (Закиров и др., 1988).

Результаты расчетов представлены на рис. 1-4. На рис. 1-3 показано изменение давления и конденсатонасыщенности в призабойных зонах скважин №№ 39, 46, 73 при разработке залежи в режиме истощения для случаев $T = const$ и $T \neq const$. Максимальная разница в рассчитанных значениях конденсатонасыщенности достигает более 20% по отношению к соответствующей величине при предположении изотермичности процесса. На рис. 4 представлено изменение забойной

температуры скважины при разработке залежи. Падение забойной температуры достигает 30К. Изменение температуры незначительно сказывается на распределении давления (рис.1-3), и максимальная разница между ними составляет примерно 5%.

Рассмотрим процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины теплым газом, которая могла бы привести к повышению эффективности испарения ретроградного конденсата. На это указывают результаты расчетов процесса обработки призабойной зоны пласта газом с различной температурой. При обработке принимается, что газ подается в скважину с более высокой температурой по сравнению с пластовой. В расчетах разности забойной и пластовой температур задавались в

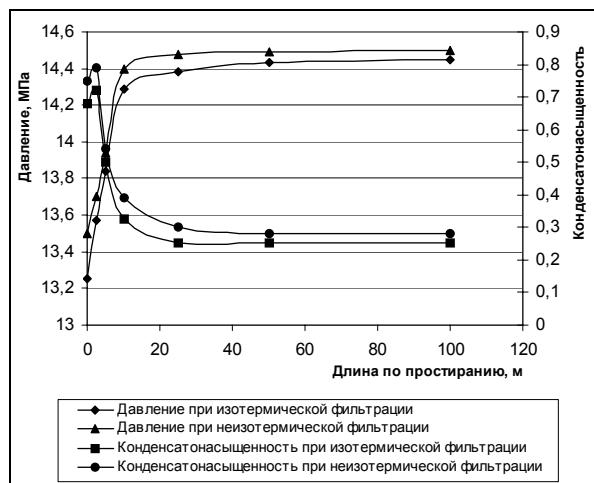


Рис. 1. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простианию пласта (скв.39)

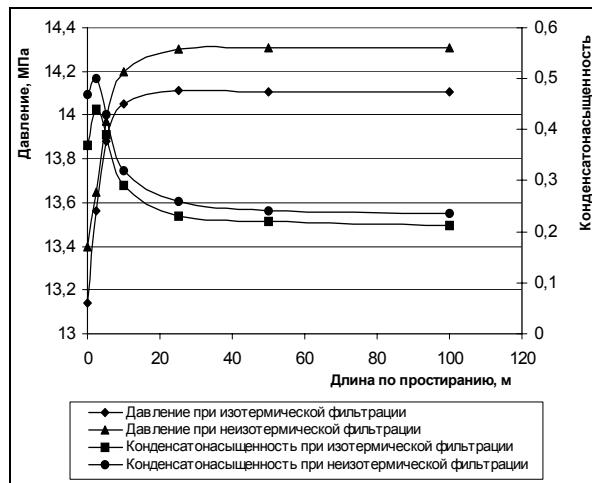


Рис. 3. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простианию пласта (скв. 73)

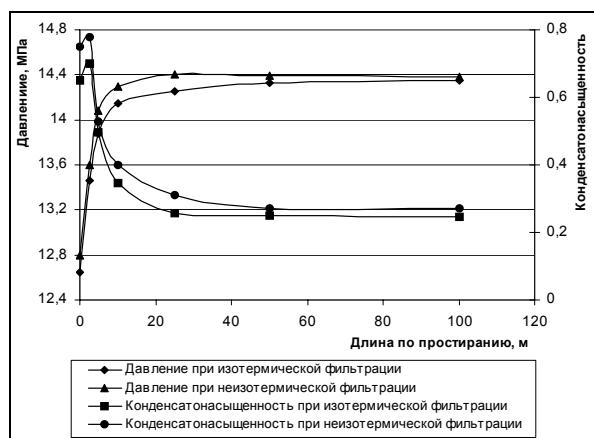


Рис. 2. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простианию пласта (скв. 46)

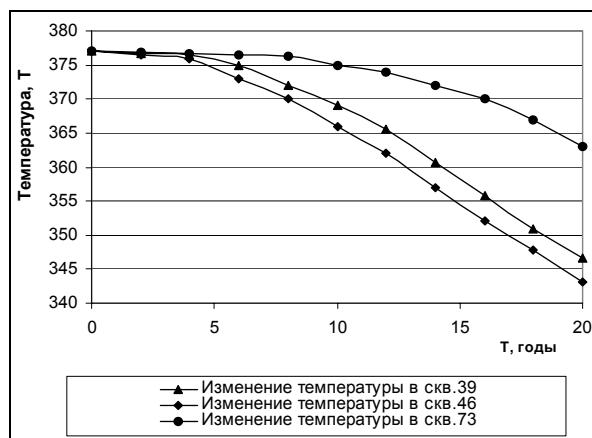


Рис. 4. Изменение температуры в призабойной зоне при эксплуатации скважин

различных вариантах: 20К, 40К, 60К при пластовой температуре 374 К. Объем закачанного газа составлял соответственно 150; 100 и 50 тыс.м³. Результаты расчетов после обработки на примере скв.№39 представлены на рис. 5-6.

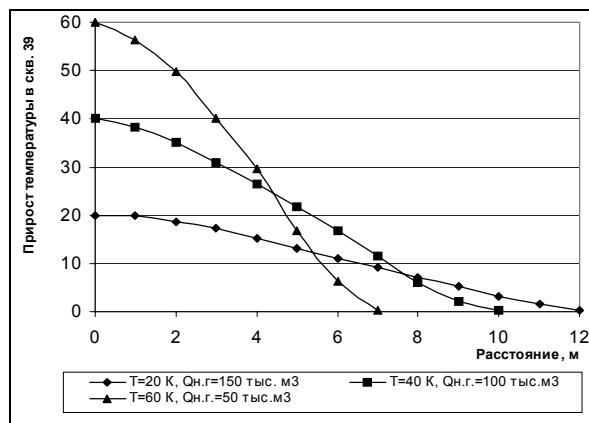


Рис. 5. Прирост температуры в призабойной зоне скв.39 при нагнетании теплого газа

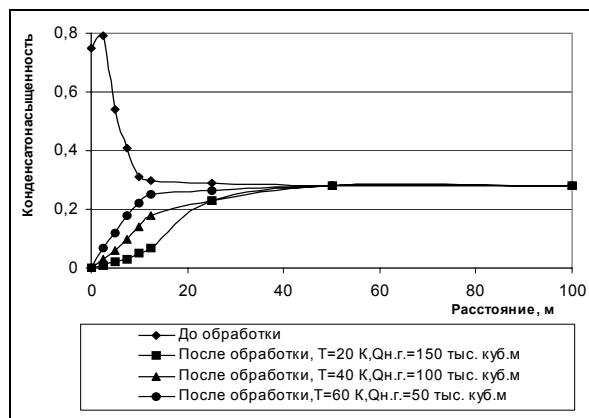


Рис. 6. Изменение конденсатонасыщенности в призабойной зоне скв.39 до и после обработки теплым газом

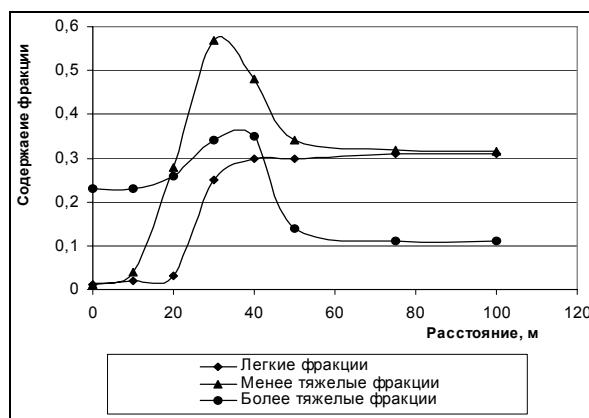


Рис. 7. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скважины №39 после обработки ее теплым газом

Как видно из этих рисунков, обработка прискважинной зоны пласта теплым газом вызывает испарение конденсата в газовую фазу и его удаление вглубь пласта. В зависимости от температуры и объемов нагнетаемого газа процесс удаления ретроградного конденсата происходит за счет прокачки больших объемов газа или за счет испарения газа при повышении температуры. Во всех вариантах отмечается отставание температурного фронта от фронта вытеснения газоконденсатной смеси газом. Поэтому в призабойной зоне скважины происходит сначала вытеснение газоконденсатной смеси газом при пластовой температуре, затем теплым газом с дополнительным испарением в газовую фазу промежуточных и тяжелых углеводородов (рис. 7). Исходя из этого, при малых различиях забойных и пластовых температур и, соответственно, больших объемах нагнетаемого газа, процесс удаления ретроградного конденсата происходит примерно с одинаковой эффективностью, что и в изотермических условиях. Снижение объемов закачки газа при увеличении температуры на забое скважин приводит к уменьшению зоны пласта, охваченной теплым газом. Поэтому в призабойной части пласта менее значительное снижение конденсатонасыщенности отмечается в вариантах с более высокими температурами газа на забое скважин и меньшими объемами газа (рис. 6).

Обработка скважины теплым газом позволила повысить ее продуктивность соответственно в 2,3; 1,6; 1,4 раза (рис. 8). При эксплуатации скважины после обработки отмечается постепенное снижение ее продуктивности за счет повторного накопления ретроградного конденсата. Снижение продуктивности происходит несколько медленнее после воздействия на призабойную зону скважины газом в том же объеме, что и при изотермических условиях. Срок повышенной продуктивности скважин составляет по показанным вариантам соответственно 370, 300, 280 суток.

При обработке скважины теплым газом промежуточные и тяжелые компоненты не только выносятся в газовую фазу из зоны повышенной температуры, но и большое количество их переходит в газовую фазу в зоне нагрева за счет повышения температуры. При эксплуатации скважины испарившиеся в

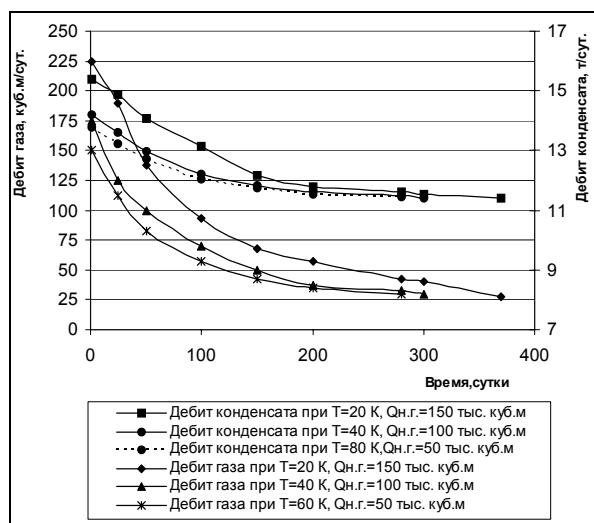


Рис. 8. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 теплым газом

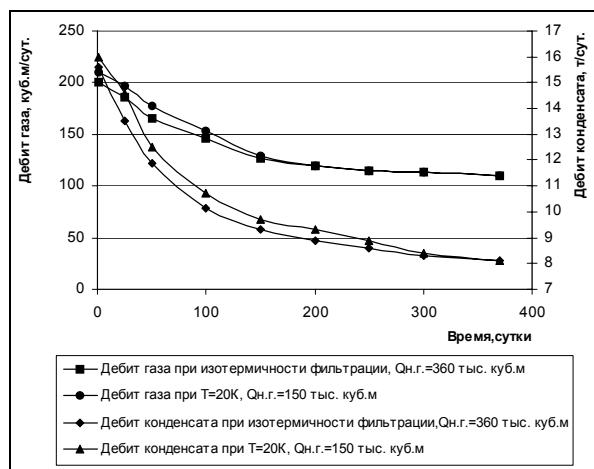


Рис. 9. Изменение дебита газа и конденсата во времени при изотермической и неизотермической обработке скважины

нагретой зоне углеводороды извлекаются вместе с газом и не выпадают повторно в забой скважины. Поэтому обработка призабойных зон скважин теплым газом позволяет несколько сократить объемы нагнетания газовых агентов по сравнению с нагнетанием газа в изотермических условиях для получения одинаковых значений повышенной продуктивности (рис. 9).

Рассмотрен вариант обработки призабойной зоны пласта теплыми жидкими углеводородными растворителями, такими как пропан и пропан-бутановая фракция, с последующим вытеснением их теплым газом, метод

оказался высокоэффективным и предложен для использования в практике повышения показателей добычи газа и конденсата в газоконденсатной скважине.

Таким образом, аналитически изучено повышение продуктивности газоконденсатной скважины при обработке ее призабойной зоны теплым углеводородным газом. В результате разработана и реализована расчетная схема на базе модели неизотермической многокомпонентной фильтрации для прогнозирования технологических показателей обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин теплым углеводородным газом. Установлено, что этот метод является высокоэффективным и перспективным для повышения продуктивности газоконденсатных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2008. Идентификация параметров гидродинамической модели газоконденсатной залежи. *Изв. НАН. Науки о Земле*, 2, 78-90.
- АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312.
- АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407.
- БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.
- ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 239.
- ГРИЦЕНКО, А.И., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М., ШАНДРЫГИН, А.Н., ПОДЮК, В.Г. 1997. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. Недра. Москва. 239.
- ГУРЕВИЧ, Г.Р., БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 1984. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Недра. Москва. 264.
- ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН, В.Я., ПАЛАТНИК, В.М., ЮФИН, П.А. 1988. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. Недра. Москва. 335.
- КУРБАНОВ, А.К., РОЗЕНБЕРГ, М.Д. 1968. Неизотермическая фильтрация многокомпонентных жидкостей. В ежегоднике ВНИИ серии: *Теория и практика добычи нефти*. Недра, Москва, 102-109.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины "сухим" газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *Изв. НАН. Науки о Земле*, 2, 48-54.