

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, 2012

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ГАЗАМИ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

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

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

Статья посвящена моделированию процессов извлечения ретроградного конденсата из пласта закачкой газов различного состава, теоретической базой которого являлась фильтрация многокомпонентной газоконденсатной смеси.

Известно, что большинство как отечественных, так и зарубежных газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений разрабатывается без поддержания пластового давления в режиме истощения естественной энергии пласта. Практика разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения показывает, что снижение пластового давления ниже давления начала конденсации приводит к выпадению ретроградного конденсата в пласте и призабойной зоне скважины (Абасов, Оруджалиев, 1989; Митлин, 1986; Cook et al., 1967). Последнее ухудшает фазовую проницаемость по газу и, следовательно, уменьшает производительность добывающих скважин.

Известны методы (Митлин, 1986 и др.) увеличения производительности добывающих газоконденсатных скважин путем воздействия, в том числе и циклического (Abasov et al., 1998), на их призабойную зону “сухими” или обогащенными УВ-газами, а также неуглеводородосодержащими газами. Физической основой этих методов является испарение жидкого в пластовых условиях конденсата газами различного состава.

Всестороннее изучение этого вопроса, как правило, осуществляется или на бомбе pVT, или аналитическими способами с использованием различных уравнений состояния.

В работе (Abasov et al., 1998) на бомбе pVT впервые для условий глубокозалегающего газоконденсатного месторождения исследован

процесс испарения конденсата путем воздействия на него “сухим” УВ-газом с учетом влияния физико-химических свойств газоконденсатной смеси: температуры, давления, числа контактов жидких и газовых фаз, плотности конденсата. При этом установлено, что:

в интервале плотности конденсата 740-810 кг/м³ количество испарившегося конденсата с ростом его плотности параболически уменьшается;

с ростом температуры в интервале 60-120 °С количество испарившегося конденсата возрастает от 19,0 до 25,4%.

Было изучено также влияние неуглеводородных газов в составе “сухого” газа на его испаряющую способность. Для этой цели в составе углеводородного “сухого” газа содержание азота изменялось до 100% (Абасов и др., 1999), а углекислого газа до 30% (Абасов и др., 2001). Установлено, что с ростом процентного содержания азота в составе “сухого” газа количество испарившегося конденсата уменьшается. Так, при молярной доле азота 20 и 100% количество испарившегося конденсата составляет соответственно 22,0 и 2,5%. Это свидетельствует о том, что наличие до 20% азота в составе “сухого” УВ-газа почти не ухудшает его испаряющую способность.

Изучалось также влияние процентного содержания углекислого газа в интервале 10-30% в составе “сухого” газа на испаряющую способность системы (Абасов и др., 2001). Показано, что с ростом содержания углекис-

слога газа в системе количество испарившегося конденсата возрастает, и при его молярной доле около 30% это количество составляет 37,7%.

Таким образом, проведенные исследования в рVT-сосуде показали, что при неоднократном воздействии на жидкий конденсат различными газами можно добыть до 50% его части.

Целью настоящей работы является математическое моделирование обработки призабойной зоны скважины газами различного состава в целях повышения их продуктивности.

I. Моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины газами различного состава с учетом многокомпонентности фильтрации системы

Рассматривается моделирование процесса извлечения ретроградного конденсата из пласта закачкой газов различного состава, с использованием теоретической базы многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси, в которой за независимые переменные приняты давление и состав смеси. Эта модель позволяет определять состояние многокомпонентной смеси во всех случаях фильтрации при давлениях как выше, так и ниже давления начала конденсации и решать задачи фазового равновесия, находить составы и насыщенности фаз и использовать расчетные методики определения их физических свойств.

В предположении с допустимостью пренебрежения влияния капиллярных и гравитационных сил, молекулярной диффузии, неравновесности фазовых переходов выписывается исходная система дифференциальных уравнений, описывающих изотермическую фильтрацию многокомпонентных и систему замыкающих соотношений:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\left(\frac{k h f_L(S_L) \rho_L}{\mu_L M_L} x_i + \frac{k h f_V(S_V) \rho_V}{\mu_V M_V} y_i \right) \nabla p \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[m h \left(\frac{\rho_L S_L}{M_L} + \frac{\rho_V S_V}{M_V} \right) z_i \right] \pm \\ & \pm \sum_{v=1}^n Q_i^v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v), \quad i = \overline{1, N}, \\ & (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \end{aligned} \quad (1)$$

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

$$\begin{aligned} \rho_V &= \rho_V(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \rho_L &= \rho_L(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \mu_V &= \mu_V(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \mu_L &= \mu_L(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ S_V &= 1 - S_L, \quad S_L = \frac{(1-V)\rho_V M_L}{(1-V)\rho_V M_L + V\rho_L M_V}, \end{aligned} \quad (3)$$

где $f_V(S_V)$ и $f_L(S_L)$ – относительная фазовая проницаемость соответственно для газовой и жидкой фаз; S_V и S_L – коэффициент насыщенности пористой среды соответственно паровой и жидкой фазы; p – давление; t – время; x_i, y_i – молярные содержания i -го компонента в жидкой и газообразной фазах соответственно; z_i – суммарное молярное содержание i -го компонента в смеси; ρ_V и ρ_L – молярная плотность газообразной и жидкой фазы соответственно; M_L и M_V – соответственно средние молекулярные веса жидкой и газовой фазы; $Q_i^v(t)$ – плотность V -го источника (стока) по i -му компоненту в момент времени t ; x_v, y_v – координаты V -го элементарного источника (стока); n – число элементарных источников (стоков).

Для решения конкретной задачи система уравнений дополняется соответствующими начальными и граничными условиями по давлению и доли компонентов:

$$p(x, y, t)|_{t=0} = p_0(x, y), \quad (x, y) \in D, \quad (4)$$

$$z_i(x, y, t)|_{t=0} = z_i^0(x, y), \quad i = \overline{1, 2, \dots, N}, \quad (x, y) \in D, \quad (5)$$

$$\frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x, y) \in \Omega, \quad t \in (0, T). \quad (6)$$

где Ω – внешняя граница продуктивной залежи.

Функции относительных фазовых проницаемостей флюидов определяются по результатам адаптации гидродинамической модели с использованием данных истории разработки залежи. Описанная математиче-

ская модель включает в себя сложную нелинейную систему, и для ее решения использован численный метод «неявное по давлению и явное по доли компонентов». На основании алгоритма составлена программа, которая позволяет исследовать процесс обработки призабойной зоны скважины газами различного состава. При этом для конкретных условий залежи V блока VII горизонта глубоководного газоконденсатного месторождения Булла-дениз исследован механизм накопления ретроградного конденсата у забоя скважин и установлено, что здесь формируется зона с высокой насыщенностью, которая с течением времени расширяется по простиранию пласта. По истечении некоторого времени насыщенность у забоя скважины постепенно уменьшается, что сопровождается сглаживанием профиля насыщенности. Отметим, что этот процесс не вызван испарением ретроградной жидкости. Максимальный радиус зоны повышенной насыщенности коллектора жидкостью составлял 20-30 м. Для удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины были использованы «сухой» углеводородный газ и азот или углекислый газ в различных соот-

ношениях, количество которых устанавливалось экспериментальным путем. Исследовался процесс в ходе обработки призабойной зоны на примере скв. 46 (рис.1), эксплуатирующей названную выше газоконденсатную залежь. Установлено, что такая обработка скважины позволяет удалить ретроградный конденсат из призабойной зоны скважины на определенное расстояние в зависимости от объема нагнетаемого газа приблизительно радиусом 5-10 м. При нагнетании газа в пласт насыщенность последнего жидкостью уменьшается в основном за счет испарения промежуточных и тяжелых компонентов из жидкой в газовую фазу. Идет обогащение закачиваемого газа этими компонентами, а жидкая фаза, оставшаяся в зоне обработки, оказывается уже неравновесной газовой фазой пластовой системы. Показано, что обработка призабойной зоны скважины азотом с содержанием около 22% в составе «сухого» газа лишь немногим уступает по эффективности аналогичному воздействию «сухим» газом. Несколько лучше в этих условиях испаряет и удаляет конденсат «сухой» газ с добавлением углекислого газа около 30 моль. %.

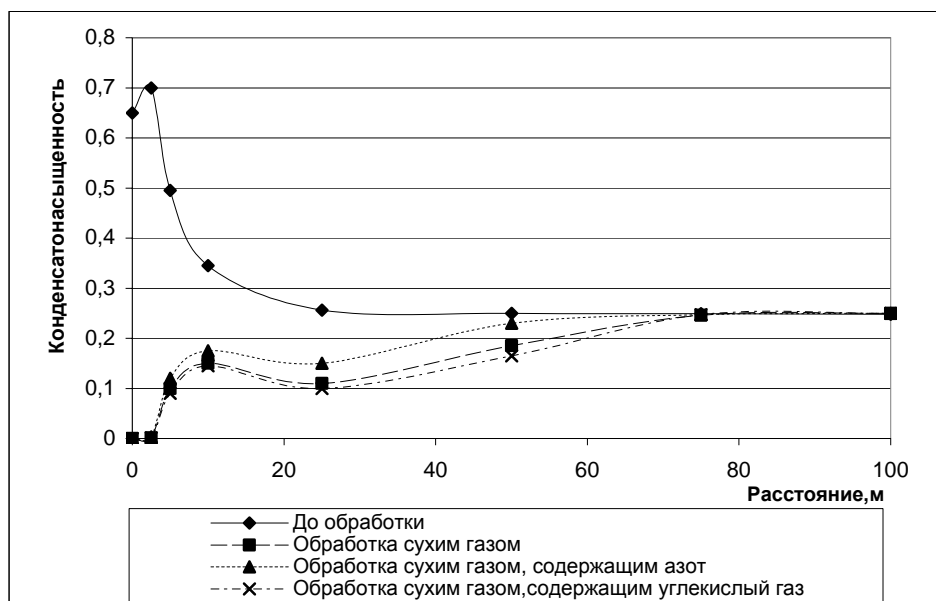


Рис. 1. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.46 после обработки различными газами

При эксплуатации скважины после ее обработки продуктивность увеличивается в начальный момент почти в 2 раза. Процесс эксплуатации скважины после ее обработки сопровождается повторным накоплением жидкой фазы у забоя скважины, но в более узкой зоне, чем до обработки скважины. Тем не менее и по истечении 8-месячного срока в эксплуатации скважины продуктивность ее остается на 20-30% выше, чем до обработки.

Рассмотрен вариант обработки призабойной зоны пласта легкими жидкими углеводородами с последующим вытеснением их газом. При этом изучен процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины пропаном. В процессе обработки вначале закачивался пропан, затем он вытеснялся “сухим” углеводородным газом. При этом соотношение массы закачиваемых газов составляло 1(пропан) : 2,5(“сухой” газ). Расчеты показали, что такое соотношение уменьшает насыщенность конденсата в призабойной зоне скважины радиусом 12-15 м почти до нуля. Процесс обработки протекает в условиях многоконтрастного смешивающегося вытеснения пластовой газоконденсатной смеси пропаном и пропана “сухим” газом. После обработки пропаном и “сухим” газом в пласте образуется “вал”, состоящий из пропана и пластовой жидкости, занимающий определенную зону. В результате пропан полностью испаряет пластовую жидкость и сам, в свою очередь, полностью вытесняется газом

(рис.2). После пуска скважины в эксплуатацию продуктивность ее увеличивается в 2,5 раза и затем по истечении года дебиты скважины постепенно снижаются до их начальных значений.

Для обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин выбранного блока использовалась также пропан-бутановая фракция следующего соотношения: пропан – 40%, бутан – 60%. Процесс обработки осуществляется аналогично вышеописанному, при котором конденсатонасыщенность в радиусе около 10 м приближалась к нулю. В зоне радиусом от 10 до 40 м конденсатонасыщенность возросла от нуля до своего среднего значения по пласту. В отличие от варианта обработки призабойной зоны скважины пропаном здесь не отмечается образование “вала” жидких углеводородов. При обработке скважины образовавшаяся в призабойной зоне оторочка жидких углеводородов вытесняет ретроградный конденсат, смешиваясь с ним. Закачиваемый вслед за фракцией жидких углеводородов “сухой” газ, в свою очередь, вытесняет жидкость в условиях многоконтрастного смешивающегося вытеснения с интенсивным испарением углеводородных компонентов из жидкости в газовую фазу. После пуска скважины в эксплуатацию продуктивность ее увеличивается более чем в 2 раза, повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважин происходит значительно медленным темпом, и вследствие этого повышение продуктивности скважины длительное время сохраняется.

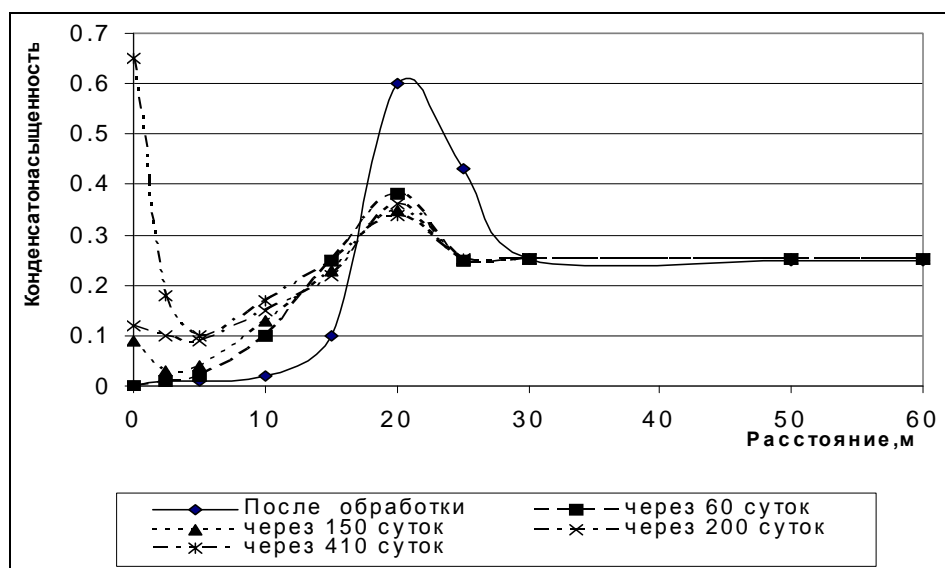


Рис. 2. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 в процессе эксплуатации после обработки ее пропаном

II. Моделирование обработки призабойных зон газоконденсатных скважин газами различного состава на основе бинарной модели фильтрации

Представлен новый подход и разработан алгоритм и пакет прикладных программ расчета прогнозирования технологических показателей процесса разработки газоконденсатной залежи в естественном режиме, а также воздействия на залежь и на призабойную зону скважин различными газами на базе бинарной модели (Абасов, Оруджалиев, 1989) с учетом фазовых превращений, отличающиеся тем, что термодинамические параметры определяются аналитически с помощью уравнений состояния, изотермической дифференциальной конденсации и псевдокомпонентов. При этом, используя начальные данные по компонентному составу смеси, определяются соответствующие свойства газоконденсатной смеси. После отбора определенного количества газоконденсатной смеси с использованием уравнения дифференциальной конденсации и известного алгоритма парожидкостного равновесия на базе уравнения состояния определяются вначале составы сосуществующих фаз, а затем свойства, необходимые для обеспечения расчетов по бинарной модели фильтрации газоконденсатной смеси, на основании которых вычисляются текущие давления в пласте и его насыщенность жидкой и газовой фазами. Затем задается очередной отбор газа, и расчет повторяется по описанному выше алгоритму.

Процесс изотермической дифференциальной конденсации в пористой среде описывается системой обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\Omega \frac{d}{dt} [\rho_V(1-s)y_i + \rho_L s x_i] = -Q(t)y_i(1-\beta_i),$$

$$i = \overline{1, N}, t \in (0, T), \quad (7)$$

где $Q(t)$ – отбор газовой фазы из объема смеси во времени; Ω – объем порового пространства; β_i – коэффициенты, показывающие какое количество i -го компонента возвращается обратно в пласт; x_i, y_i – молярные содержания i -го компонента в жидкой и газообразной фазах соответственно; ρ_V и ρ_L – соответственно плотности газовой и жидкой фаз; S –

насыщенность жидкой фазы газом; N – число компонентов в системе; t – время.

Согласно правилу фаз Гиббса, состояние термодинамического равновесия двухфазной N -компонентной системы, находящейся под воздействием одного внешнего интенсивного параметра, определяется значениями $N-1$ независимых переменных. Поэтому при выполнении локального термодинамического равновесия система (7) замыкается соотношениями для плотностей и мольных долей компонентов в фазах:

$$\begin{aligned} \rho_V &= \rho_V(y_1, \dots, y_{N-2}, p), \\ \rho_L &= \rho_L(y_1, \dots, y_{N-2}, p), \\ y_{N-1} &= y_{N-1}(y_1, \dots, y_{N-2}, p), \\ y_N &= y_N(y_1, \dots, y_{N-2}, p), \\ x_i &= x_i(y_1, \dots, y_{N-2}, p), i = \overline{1, N} \end{aligned} \quad (8)$$

Система (7), состоящая из N уравнений, содержит N неизвестных $y_1, y_2, \dots, y_{N-2}, p, s$ переменных, которые определяются из системы обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\begin{pmatrix} \frac{dy_1}{dt} \\ \frac{dy_2}{dt} \\ \dots \\ \frac{dy_{N-2}}{dt} \\ \frac{dp}{dt} \\ \frac{ds}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,N} \\ a_{2,1} & \dots & a_{2,N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N-2,1} & \dots & a_{N-2,N} \\ a_{N-1,1} & \dots & a_{N-1,N} \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,N} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} -Q(t)y_1(1-\beta_1)/\Omega \\ -Q(t)y_2(1-\beta_2)/\Omega \\ \dots \\ -Q(t)y_{N-2}(1-\beta_{N-2})/\Omega \\ -Q(t)y_{N-1}(1-\beta_{N-1})/\Omega \\ -Q(t)y_N(1-\beta_N)/\Omega \end{pmatrix}. \quad (9)$$

Начальные условия решения системы (9) для общего случая, следующие:

$$p|_{t=0} = p_0, s|_{t=0} = s_0, y_i|_{t=0} = y_{i0},$$

$$i = 1, 2, \dots, N-2. \quad (10)$$

При расчете элементов $a_{i,j}$ необходимо знать значения частных производных зависимых переменных $\rho_V, \rho_L, y_N, y_{N-1}, x_1, \dots, x_N$ по независимым переменным $p, y_1, y_2, \dots, y_{N-2}$ в условиях термодинами-

ческого равновесия. Реализуется способ вычисления правой части нормальной системы N -го порядка (9), что позволяет, используя стандартную процедуру, получать решение системы обыкновенных дифференциальных уравнений (7), описывающих процесс изотермической дифференциальной конденсации, и в ходе решения, используя уравнение материального баланса компонентов в фазах $z_i = x_i(1-V) + y_iV$, уточняется состав смеси.

Изложенным подходом полученные равновесные составы, плотности и мольная доля каждой фазы с изменением давлений позволяют определить параметры флюидов, входящих в бинарную модель. Из плотностей каждой фазы находится объемный коэффициент газа и конденсата следующим образом:

$$a_z(p) = \frac{V_{нлз}}{V_{смz}} = \frac{\rho_{z.am}}{\rho_z(p)} = \frac{z(p)p_{am}}{p\beta},$$

$$a_k(p) = \frac{V_{нлк}}{V_{смк}} = \frac{\rho_{к.am}}{\rho_k(p)}.$$

Вязкость газа и конденсата определяется по методу Дина и Стила. Потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в пластовом газе и содержание растворенного в конденсате газа рассчитываются по известным формулам:

$$C(p) = \frac{z_{c_{5+}} M_{c_{5+}}}{24040} \rho_k,$$

$$S_k(p) = \frac{(1 - z_{c_{5+}}) 24040}{z_{c_{5+}} M_{c_{5+}}} \cdot \rho_k.$$

Отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазе при нормальных условиях определяется по формуле:

$$\bar{\gamma} = \frac{\gamma_k(p)}{M_k(p)} \cdot 22,41 \cdot \frac{293}{273}$$

Значения этих параметров являются необходимыми и достаточными для использования бинарной модели фильтрации при прогнозировании технологических показателей разработки газоконденсатных месторождений при различных методах и режимах.

На основе этой методики изучены процесс разработки газоконденсатной залежи в режиме истощения и обработка призабойных зон газоконденсатных скважин "сухим" углеводородным газом и легкими жидкими угле-

водородами с последующим вытеснением их газом с целью увеличения их продуктивности и установлено, что полученные результаты полностью согласуются с результатами, рассчитанными по модели многокомпонентной фильтрации.

III. Моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины теплоносителями

Рассматривается на базе неизотермической многокомпонентной фильтрации процесс тепловой обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины с использованием нагретого углеводородного газа, пропана или пропано-бутановой фракции.

Пренебрегая гравитационными и капиллярными силами, теплотой фазовых переходов, система дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих неизотермическую фильтрацию многокомпонентных смесей, имеет вид (Закиров и др., 1988; Курбанов, Розенберг, 1968):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k h f_{жс} \rho_{жс}}{\mu_{жс} M_{жс}} x_i + \frac{k h f_z \rho_z}{\mu_z M_z} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial x} \right] +$$

$$+ \frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{k h f_{жс} \rho_{жс}}{\mu_{жс} M_{жс}} x_i + \frac{k h f_z \rho_z}{\mu_z M_z} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial y} \right] =$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left[m h \left(\frac{\rho_{жс} S_{жс}}{M_{жс}} + \frac{\rho_z S_z}{M_z} \right) z_i \right] +$$

$$\sum_{j=1}^n q_{ij}(t) \delta(x - x_j) \delta(y - y_j), \quad (11)$$

$$i = 1, N, (x, y) \in D, t \in (0, T),$$

$$\left(\frac{f_z \rho_z C_{p_z}}{\mu_z M_z} + \frac{f_{жс} \rho_{жс} C_{p_{жс}}}{\mu_{жс} M_{жс}} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} \right) \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} \right) -$$

$$- \left(\frac{f_z \rho_z C_{p_z}}{\mu_z M_z} \varepsilon_z + \frac{f_{жс} \rho_{жс} C_{p_{жс}}}{\mu_{жс} M_{жс}} \varepsilon_{жс} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} \right)^2 +$$

$$+ m \left(\frac{\rho_{жс} S_{жс} C_{p_{жс}}}{M_{жс}} \eta_{s_{жс}} + \frac{\rho_z S_z C_{p_z}}{M_z} \eta_{s_z} \right) \frac{\partial p}{\partial t} -$$

$$\begin{aligned}
 & - \left[m \left(\frac{\rho_z S_z}{M_z} C_{p_z} + \frac{\rho_{жс} S_{жс}}{M_{жс}} C_{p_{жс}} \right) + (1-m) \rho_c C_{p_c} \right] \frac{\partial T}{\partial t} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ [m(S_z \lambda_z + S_{жс} \lambda_{жс}) + (1-m) \lambda_c] \frac{\partial T}{\partial x} \right\} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial y} \left\{ [m(S_z \lambda_z + S_{жс} \lambda_{жс}) + (1-m) \lambda_c] \frac{\partial T}{\partial y} \right\} + q_T = 0, \quad (12) \\
 & \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad \sum_{i=1}^N z_i = 1, \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \quad (13)
 \end{aligned}$$

Начальные и граничные условия решения системы (11)-(13) для общего случая следующие:

$$\begin{aligned}
 p(x, y, t) \Big|_{t=0} &= p_0(x, y), \quad T(x, y, t) \Big|_{t=0} = T_0(x, y), \\
 z_i(x, y, t) \Big|_{t=0} &= z_{i0}(x, y), \quad i = \overline{1, N}, \quad (x, y) \in D, \quad (14) \\
 \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} &= 0, \quad \frac{\partial T(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \\
 \frac{\partial z_i(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} &= 0, \quad (x, y) \in \Omega, \quad t \in (0, T), \quad (15)
 \end{aligned}$$

где $C_{p_{жс}}$ и C_{p_z} – коэффициенты удельной изобарной теплоемкости жидкой и газовой фазы соответственно; ε_z и $\varepsilon_{жс}$ – коэффициенты Джоуля-Гомсона газовой и жидкой фазы соответственно; η_{S_z} и $\eta_{S_{жс}}$ – коэффициенты адиабатического расширения газовой и жидкой фазы соответственно; λ_z , $\lambda_{жс}$ и λ_c – коэффициенты теплопроводности газовой и жидкой фазы и пласта породы соответственно; $T(x, y, t)$ – температура; q_T – учитывает перетоки теплоты в окружающие породы пласта; C_{p_c} – коэффициент теплоемкости горной породы при постоянном давлении; ρ_c – плотность породы скелета пласта; n – число скважин; D – область фильтрации; Ω – граница пласта.

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 температуры, θ – заданное значение температуры.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система (11)-(15) замыкается следующими соотношениями (Закиров и др., 1988):

$$\begin{aligned}
 \rho_{жс} &= \rho_{жс}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \rho_z &= \rho_z(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \mu_{жс} &= \mu_{жс}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \mu_z &= \mu_z(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 S_{жс} &= S_{жс}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 S_z &= 1 - S_{жс}, \\
 \lambda_{жс} &= \lambda_{жс}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \lambda_z &= \lambda_z(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 C_{p_{жс}} &= C_{p_{жс}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 C_{p_z} &= c_{p_z}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \varepsilon_{жс} &= \varepsilon_{жс}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \varepsilon_z &= \varepsilon_z(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \eta_{S_{жс}} &= \eta_{S_{жс}}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \eta_{S_z} &= \eta_{S_z}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 \lambda_c &= \lambda_c(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 x_i &= x_i(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}), \\
 y_i &= y_i(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}). \quad (16)
 \end{aligned}$$

Входящие в систему (11)-(15) коэффициенты (16) 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). При решении задач (11)-(16) использование уравнения состояния позволяет создать единую термодинамическую основу определения замыкающих соотношений и проводить 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; Закиров и др., 1988).

С использованием модели исследования процесса обработки призабойной зоны скважины нагретым газом и жидким углеводородом. При обработке принимается, что газ (в первом случае) или жидкий углеводород (во втором случае) подаются в скважину с более высокой температурой по сравнению с пластовой. В расчетах разности забойной и пластовой температур задавались в различных вариантах: 20К, 40К, 60К при пластовой температуре 374 К.

В первом случае (объем закачанного газа – соответственно 150; 100 и 50 тыс.м³) в зависимости от температуры и объема нагнетаемого газа процесс удаления ретроградного конденсата происходит за счет прокачки больших объемов газа и испарения конденсата при повышении температуры. При этом отмечается отставание температурного фронта от фронта вытеснения газоконденсатной смеси газом. В результате этого в призабойной зоне скважины происходит вначале вытеснение газоконденсатной смеси газом при пластовой температуре, а затем нагретым газом продуктов испарения, переходящих в газовую фазу промежуточных и тяжелых углеводородов. 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. Как показали расчеты, после обработки скважины нагретым газом продуктивность увеличивалась примерно в 2,3 раза по сравнению с продуктивностью до обработки, постепенно отмечалось ухудшение продуктивности скважины за счет повторного накопления ретроградного конденсата. Снижение продуктивности происходит несколько медленнее после воздействия на призабойную зону скважины газом в таком же объеме, что и при условиях изотермической фильтрации.

Во втором случае в качестве жидкого углеводородного растворителя рассматриваются нагретый пропан с последующей прокачкой нагретого “сухого” газа (объем пропана – 50 т, 40 т, 25 т, а последующая прокачка сухого газа – соответственно 100; 60 и 25 тыс.м³), а также пропан-бутановая фракция жидких углеводородов с последующей прокачкой “сухого” газа (объем пропан-бутановой фракции – 50 т, 40 т, 25 т, а последующая прокачка сухого газа – соответственно 100; 60 и 25 тыс.м³).

В первом случае нагретый пропан испаряет пластовую жидкость и сам, частично испаряясь, вытесняется закачиваемым газом. В результате обработки скважины нагретым пропаном продуктивность ее увеличивается примерно в 2,5 раза, и в течение длительного времени она не меняется. Затем в результате повторного накопления ретроградного конденсата постепенно продуктивность скважин ухудшается. Снижение продуктивности происходит несколько медленнее при закачке нагретого пропана, чем при обработке в изотермических условиях.

Во втором случае образовавшаяся в призабойной зоне нагретая оторочка жидких углеводородов вытесняет ретроградный конденсат, смешиваясь с ним. Закачиваемый вслед за пропан-бутановой фракцией нагретый “сухой” газ, в свою очередь, вытесняет жидкость в условиях смешивающегося вытеснения с интенсивным испарением промежуточных и тяжелых углеводородных компонентов. В итоге образуется зона с конденсатонасыщенностью меньше средней по пласту. Эксплуатация скважины после ее обработки вызывает повторное накопление ретроградного конденсата. Однако этот процесс протекает медленно, и определенное возрастание конденсатонасыщенности отмечается непосредственно у забоя скважины на расстоянии примерно 2-5м. В результате обработки скважины ее продуктивность в рассмотренном варианте увеличивается примерно в 2,3 раза.

Обработка призабойной зоны скважины нагретыми жидкими углеводородами позволяет сократить объемы нагнетания рабочих агентов по сравнению с нагнетанием тех же агентов в изотермических условиях для получения одинаковых значений продуктивности.

Вывод:

Разработана теоретическая база и выполнено моделирование процесса обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин различными газами и жидкими углеводородами, в том числе нагретыми, при широком изменении исходных данных с целью повышения их производительности.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Экспериментальное исследование испаряемости конденсата «сухим» углеводородным газом, содержащим азот. *Изв. АН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 102-110.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ГАМИДОВ, Н.Н. 2001. Исследование влияния углекислого газа в составе «сухого» углеводородного газа на испаряемость конденсатов. *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 93-96.
- АБАСОВ, М.Т., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1989. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 262.
- АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312.
- БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.
- 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: *Теория и практика добычи нефти*. Недра, Москва, 102-109.
- МИТЛИН, В.С. 1986. Новые методы расчета воздействия обогащенного газа на газоконденсатный пласт. Дис. на соискание уч. степ. канд. тех. наук. ВНИИГАЗ. 157.
- АВАСОВ, М., АBBАСОВ, Z., АBAСОВ, SH. et al. 1998. Study of hydrocarbon condensate evaporation. *Proceeding of the 2nd International Non Renewable Energy Sources Congress*. 1, Tehran, 258-265.
- COOK, R., ALTON, B., JONSON, F. et al. 1967. The Role of vaporization in high percentage oil recovery by pressure maintenance. *Journal of Petroleum Technology*, February, 245-250.