

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, 2006

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

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

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье на базе бинарной модели фильтрации представлены относительно простая расчетная методика и пакет прикладных программ для определения технологических показателей разработки газоконденсатных залежей при высоких термобарических условиях и обработки призабойной зоны скважины углеводородными газами.

Все известные гидродинамические описания процессов фильтрации газоконденсатных систем базируются в основном на исследованиях бинарной (Абасов, Гасанов, 1963; Kniazeff, Neville, 1962; Абасов, 1966; Абасов, 1968; Абасов, Оруджалиев, 1989; Абасов и др., 1999 и др.) или многокомпонентной модели (Желтов, Розенберг, 1962; Николаевский, 1963; Курбанов и др., 1964; Николаевский и др., 1968; Rolbuck и др., 1969; Coats, 1980 и др.), а некоторые – на модели газированной нефти (Магеррамов, Мирзаджанзаде, 1961 и др.).

Наши исследования (Абасов и др., 1999 и др.) показали, что бинарная модель фильтрации газоконденсатной смеси, являющаяся одной из разновидностей многокомпонентной, наиболее приемлемая для решения задач разработки газоконденсатных залежей в естественных режимах. Это обусловлено тем, что исходная информация, необходимая для математического описания процесса, была получена с помощью методически хорошо отработанного цикла термодинамических исследований в бомбе pVT. Параметры флюидов, входящих в расчетную модель, определяются путем термодинамических исследований дифференциальной конденсации рекомбинированных проб, составленных из компонентов продукции газоконденсатных скважин. При этом вязкость конденсата (μ_k), количество растворенного в жидкости газа (S_k) и объемный коэффициент жидкой фазы (a_k) находят на основании исследований жидкой фазы, выпадающей в бомбе pVT, а удельный вес кон-

денсата (γ_k) и его молекулярную массу (M_k) - на основании исследований конденсата, выпадающего в сепараторе.

Известно, что проведение прямых измерений свойств газоконденсатной смеси в бомбе pVT требует много времени и средств. Поэтому в последнее время развивались аналитические методы определения состава и свойств газоконденсатной смеси с учетом ее многокомпонентности с использованием соответствующих уравнений состояния (Peng, Robinson, 1976; Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002 и др.).

Как правило, для решения задачи определения показателей разработки газоконденсатной залежи пользуются широко известной методикой расчета парожидкостного равновесия и одним из уравнений фильтрации многокомпонентной газоконденсатной смеси в пористой среде. При этом в процессе моделирования разработки газоконденсатной залежи уточняются составы и свойства сосуществующих фаз с использованием стандартной методики (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002 и др.), а затем определяются давление и насыщенность пористой среды фазами.

В данной статье с учетом специфики решаемой задачи представлена методика расчета показателей разработки газоконденсатной залежи с использованием известных методов на базе бинарной модели фильтрации, где изменяющиеся составы и свойства флюидов определяются аналитически на основе уравнений состояния и изотермической дифференциальной конденсации, облегчающей расчетный процесс. При этом, используя на-

чальные данные по компонентному составу смеси, определяются соответствующие свойства газоконденсатной смеси. После отбора определенного количества газоконденсатной смеси с использованием уравнения дифференциальной конденсации (Николаевский и др., 1968) 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 (Николаевский и др., 1968):

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

$$i = \overline{1, N},$$

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 (1) замыкается соотношениями для плотностей и мольных долей компонентов в фазах (Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1998 и др.):

$$\rho_V = \rho_V(y_1, \dots, y_{N-2}, p);$$

$$\rho_L = \rho_L(y_1, \dots, y_{N-2}, p);$$

$$y_{N-1} = y_{N-1}(y_1, \dots, y_{N-2}, p);$$

$$y_N = y_N(y_1, \dots, y_{N-2}, p);$$

$$x_i = x_i(y_1, \dots, y_{N-2}, p); \quad i = \overline{1, N}. \quad (2)$$

Система (1), 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 (Брусиловский, 2002):

$$\sum_{j=1}^{N-2} a_{i,j} \frac{dy_j}{dt} + a_{i,N-1} \frac{dp}{dt} + a_{i,N} \frac{ds}{dt} = -Q(t)y_i(1-\beta_i)/\Omega,$$

$$i = \overline{1, N}, \quad (3)$$

где $a_{i,N}, i = \overline{1, N}; a_{i,N-1}, i = \overline{1, N-2}; a_{i,j}, i, j = \overline{1, N-2}; a_{N-1,j}, a_{N,j}, j = \overline{1, N-2}; a_{N-1,N-1}, a_{N,N-1}$ находятся по стандартной методике (Брусиловский, 2002).

Начальные условия решения системы (3) для общего случая следующие:

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

$$i = 1, 2, \dots, N-2. \quad (4)$$

Система (3) может быть представлена как нормальная система N -го порядка (Брусиловский, 2002):

$$\begin{pmatrix} \frac{dy_1}{dt} \\ \frac{dy_2}{dt} \\ \dots \\ \frac{dy_{N-2}}{dt} \\ \frac{dp}{dt} \\ \frac{ds}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,N} \\ a_{2,1} & \dots & a_{2,N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N-2,1} & \dots & a_{N-2,N} \\ a_{N-1,1} & \dots & a_{N-1,N} \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,N} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} -Q(t)y_1(1-\beta_1)/\Omega \\ -Q(t)y_2(1-\beta_2)/\Omega \\ \dots \\ -Q(t)y_{N-2}(1-\beta_{N-2})/\Omega \\ -Q(t)y_{N-1}(1-\beta_{N-1})/\Omega \\ -Q(t)y_N(1-\beta_N)/\Omega \end{pmatrix} \quad (5)$$

При расчете элементов $a_{i,j}$ необходимо знать значения частных производных зависи-

мых переменных $\rho_V, \rho_L, y_{N-1}, y_N, x_1, \dots, x_N$ по независимым переменным $p, y_1, y_2, \dots, y_{N-2}$ в условиях термодинамического равновесия. Для этого решается система уравнений (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002 и др.):

$$\begin{aligned} F_i &= f_i^V(p, T, \rho_V, y_1, \dots, y_N) - \\ &\quad - f_i^L(p, T, \rho_L, x_1, \dots, x_N) = 0, \quad i = \overline{1, N}; \\ F_{N+1} &= F(p, T, \rho_V, y_1, \dots, y_N) = 0, \\ F_{N+2} &= F(p, T, \rho_V, x_1, \dots, x_N) = 0, \\ F_{N+3} &= \sum_{j=1}^N y_j - 1 = 0, \quad F_{N+4} = \sum_{j=1}^N x_j - 1 = 0. \end{aligned} \quad (6)$$

Первые N уравнений системы (6) описывают условия термодинамического равновесия - равенство летучестей каждого компонента смеси в сосуществующих паровой и жидкой фазах. Затем следуют уравнение состояния для паровой и жидкой фазы и замыкающие соотношения для молярных концентраций компонентов в фазах.

Алгоритм решения системы (6) следующий (Закиров и др., 1998; Брусиловский, 2002 и др.):

1. Задается исходная информация: критические температура и давление, а также ацентрический фактор ω для каждого компонента смеси, коэффициенты бинарного взаимодействия для всех пар компонентов, состав смеси и значения y_1, y_2, \dots, y_{N-2} , значения p_0, s_0 и T; счетчик числа итераций $s = 0$.

2. Задаются начальные приближения значений константы фазового равновесия компонентов смеси.

3. Если выполняется условие $\left(1 - \sum_{j=1}^{N-2} \frac{y_j^{(s)}}{k_j^{(s)}}\right) > 0$, то осуществляется пере-

ход к п. 4, в противном случае корректируются значения $k_j^{(s)} = k_j^{(s)} \alpha_j$ ($1 < \alpha_j < 1.1$) до тех пор, пока не будет выполнено указанное условие. Фракции тяжелее пентана объединяются в виде псевдокомпонента C_{5+} , псевдокритические свойства которого определяются из (Аббасов, 1993).

4. Решается система уравнений, полученная из $\sum_{j=1}^N y_j = 1, \sum_{j=1}^N x_j = 1$,

$$\begin{aligned} y_{N-1}^{(s)} + y_N^{(s)} &= 1 - \sum_{j=1}^{N-2} y_j^{(s)}; \\ \frac{y_{N-1}^{(s)}}{k_{N-1}^{(s)}} + \frac{y_N^{(s)}}{k_N^{(s)}} &= 1 - \sum_{j=1}^{N-2} \frac{y_j^{(s)}}{k_j^{(s)}} \end{aligned}$$

и вычисляются

$$\begin{aligned} y_{N-1}^{(s)} &= \frac{k_{N-1}^{(s)} \left[k_N^{(s)} \left(1 - \sum_{j=1}^{N-2} \frac{y_j^{(s)}}{k_j^{(s)}} \right) - \left(1 - \sum_{j=1}^{N-2} y_j^{(s)} \right) \right]}{k_N^{(s)} - k_{N-1}^{(s)}}; \\ y_N^{(s)} &= \frac{k_N^{(s)} \left[\left(1 - \sum_{j=1}^{N-2} y_j^{(s)} \right) - k_{N-1}^{(s)} \left(1 - \sum_{j=1}^{N-2} \frac{y_j^{(s)}}{k_j^{(s)}} \right) \right]}{k_N^{(s)} - k_{N-1}^{(s)}}. \end{aligned}$$

5. Проверяются условия $y_{N-1}^{(s)} > 0, y_N^{(s)} > 0$. Если они выполняются, то осуществляется переход к п. 6, в противном случае корректируются значения $k_{N-1}^{(s)} = k_{N-1}^{(s)} \alpha$; $k_N^{(s)} = k_N^{(s)} \alpha$; ($1 < \alpha < 1.1$) до выполнения указанных условий.

6. Вычисляются молярные доли компонентов в жидкой фазе:

$$\begin{aligned} x_j^{(s)} &= \left(y_j^{(s)} / k_j^{(s)} \right) / \left[\sum_{m=1}^{N-2} \frac{y_m^{(s)}}{k_m^{(s)}} + \frac{y_{N-1}^{(s)}}{k_{N-1}^{(s)}} + \frac{y_N^{(s)}}{k_N^{(s)}} \right]; \\ x_{N-1}^{(s)} &= \left(\frac{y_{N-1}^{(s)}}{k_{N-1}^{(s)}} \right) / \left[\sum_{m=1}^{N-2} \frac{y_m^{(s)}}{k_m^{(s)}} + \frac{y_{N-1}^{(s)}}{k_{N-1}^{(s)}} + \frac{y_N^{(s)}}{k_N^{(s)}} \right]; \\ x_N^{(s)} &= \left(\frac{y_N^{(s)}}{k_N^{(s)}} \right) / \left[\sum_{m=1}^{N-2} \frac{y_m^{(s)}}{k_m^{(s)}} + \frac{y_{N-1}^{(s)}}{k_{N-1}^{(s)}} + \frac{y_N^{(s)}}{k_N^{(s)}} \right]; \end{aligned}$$

7. Решается уравнение фазовых концентраций и определяется молярная доля паровой фазы.

8. Вычисляются коэффициенты уравнения состояния для паровой фазы, и находится ее плотность из уравнения состояния.

9. Рассчитывается летучесть компонентов в паровой фазе f_{jV} .

10. Вычисляются коэффициенты уравнения состояния для жидкой фазы, и определяется ее плотность из уравнения состояния.

11. Рассчитывается летучесть компонентов в жидкой фазе f_{jL} .

12. Проверяется выполнение неравенства $\|f_{iL} / f_{iV} - 1\| \leq \varepsilon \quad j = 1, 2, \dots, N$.

Если неравенство выполняется для всех компонентов, то составы $y_1, y_2, \dots, y_{N-2}, y_{N-1}^{(s)}, y_N^{(s)}, x_1^{(s)}, \dots, x_N^{(s)}$ являются равновесными и расчет закончен. В противном случае осуществляется переход к п.13.

13. Итерационный процесс выполняется с применением условия $s = s + 1$.

14. Корректируется константа фазового равновесия компонентов смеси:

$$k_{j1}^{(s)} = k_j^{(s)} \frac{f_{jL}}{f_{jV}}, \quad j = 1, 2, \dots, N.$$

Осуществляется возврат к п.3.

Если равновесие за эти итерации не достигается, то поиск решения продолжается методом Ньютона (Брусиловский, 2002).

Таким образом, реализуется способ вычисления правой части нормальной системы N -го порядка (5), что позволяет, используя стандартную процедуру, получать решение системы обыкновенных дифференциальных уравнений (1), описывающих процесс изотермической дифференциальной конденсации, и используя в ходе решения, уравнение материального баланса компонентов в фазах $z_i = x_i(1-V) + y_iV$, уточняется состав смеси.

При решении уравнения фазовых концентраций специальные трудности подробно изложены в различных работах (Брусиловский, 2002 и др.).

Изложенным подходом полученные равновесные составы, плотности и мольная доля каждой фазы с изменением давлений позволяют определить значения перечисленных

выше параметров. Из плотностей каждой фазы находится объемный коэффициент газа и конденсата следующим образом:

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

$$a_k(p) = \frac{V_{нл.k}}{V_{см.k}} = \frac{\rho_{k.am}}{\rho_k(p)}.$$

Вязкость газа и конденсата определяется по методу Дина и Стила (Закиров и др., 1998). Потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в пластовом газе и содержание растворенного в конденсате газа рассчитываются по известным формулам (Брусиловский, 2002):

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

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

Отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазе при нормальных условиях определяется по (Абасов, Оруджалиев, 1989): $\bar{\gamma} = \frac{\gamma_k(p)}{M_k(p)} \cdot 22,41 \cdot \frac{293}{273}$.

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 изложенного алгоритма были проведены численные эксперименты при решении следующих задач применительно для глубокозалегающего газоконденсатного месторождения Булла-дениз:

а) Изучение процесса разработки газоконденсатной залежи в режиме истощения.

б) Обработка призабойных зон газоконденсатных скважин "сухим" углеводородным газом с целью увеличения их продуктивности.

Сравнение полученных данных с результатами расчетов (Абасов и др., 1999 и др.) показало вполне удовлетворительное совпадение.

Таким образом, представлена новая расчетная методика определения технологи-

ческих показателей разработки газоконденсатных залежей на базе бинарной модели в естественных режимах при различных методах воздействия на залежь и впервые на призабойную зону скважин; здесь рассматривается течение взаиморастворимых систем с учетом фазовых превращений, отличающееся тем, что термодинамические параметры определяются аналитически с помощью уравнений состояния, изотермической дифференциальной конденсации и псевдокомпонентов.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т. 1966. Вопросы гидродинамических исследований разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. *Материалы годовичного общего собрания АН Азербайджана*. 108-132.
- АБАСОВ, М.Т. 1968. Гидродинамические исследования разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. *Теория и практика добычи нефти. (Ежегодник)*. Недра, Москва, 68-82.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г. 1999. Моделирование процесса извлечения конденсата из призабойной зоны скважины «сухим» углеводородным газом. *Изв. АН Азерб., серия Наук о Земле, Баку*, 2, 3-6.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г., ГАМИДОВ, Н.Н. 2003. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин в поздней стадии разработки месторождений. *Геология нефти и газа, Научный технический журнал*, 3, 48-52.
- АБАСОВ, М.Т., ГАСАНОВ, Ф.Г. 1963. К расчетам разработки газоконденсатно-нефтяных месторождений. *АНХ*, 10, 21-23.
- АБАСОВ, М.Т., ГАСАНОВ, Ф.Г., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1966. О фильтрации газоконденсатной смеси. *ДАН Азерб. ССР*, 4, 93-99.
- АБАСОВ, М.Т., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1989. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Недра, Москва, 262.
- АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического и 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.
- ЖЕЛТОВ, Ю. П., РОЗЕНБЕРГ, М.Д. 1962. О фильтрации многокомпонентных систем. *НТС по добыче нефти*, вып.18, Гостоптехиздат, Москва, 19-25.
- ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е. и др. 1998. Многомерная многокомпонентная фильтрация. Недра, Москва, 335.
- КУРБАНОВ, А.К., РОЗЕНБЕРГ, М.Д., ЖЕЛТОВ, Ю.П. и др. 1964. О движении многокомпонентных углеводородных смесей в пористой среде. *ВНИИ, НТС по добыче нефти*, вып.24, Москва, 41-43.
- МАГЕРРАМОВ, Н.Х., МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х. 1961. О фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. *ПММ*, том XXIV, вып.6, 89-92.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н. 1963. Об уравнениях движения газоконденсатной смеси в пористой среде. *Инж. жур.*, том 12, вып. 3, 557-559.
- НИКОЛАЕВСКИЙ В.Н., БОНДАРЕВ, Э.А., МИРКИН, М.И. и др. 1968. Движение углеводородных смесей в пористой среде. Недра, Москва, 173.
- COATS, K.H. 1980. An equation of state compositional model. *Soc. Petr. Eng. J.*, v.20, 5, 363-376.
- KNIAZEFF, V., NAVILL, S. 1962. Ecoulement diphasique dans les gisements d'hydrocarbures legers. *Revue de L'Ist. Frans. du Petrole*, 5.
- PENG, D.Y., ROBINSON, D.B. 1976. A new two-constant equation of state. *Int. Eng. Chem. Fundam.*, v.15, 59-64.
- ROLBUCK, J. F., HENDERSON, G.E., DOUGLAS, J.J., FORD, W.T. 1969. The compositional reservoir simulator: Case 1 – the linear model. *Soc. Petr. Eng. J.*, v.9, 1, 115-130.