

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Х.А.Фейзуллаев, 2009

**К МЕТОДИКЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Х.А.Фейзуллаев

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

Усовершенствована методика определения коэффициента конденсатоотдачи залежи, используя начальные данные разработки и рVT свойства флюидов. Для этого предложено новое выражение, которое позволяет по известным значениям плотности, вязкости, содержания конденсата в газовой фазе и насыщенного конденсата определить фазовое соотношение конденсата и газа.

При экспериментальном и расчетном определении коэффициента извлечения конденсата из газоконденсатной залежи при традиционном подходе исходят из предположения, что из пласта отбирается только газовая фаза с растворенным в газе конденсатом. При этом движением свободного жидкого в пластовых условиях конденсата и возможностью его одновременного с газовой фазой отбора пренебрегают (Николаевский и др., 1968; Брусиловский, 1985; Гуревич, Брусиловский, 1988 и др.). Такое допущение вполне приемлемо для условий, в которых максимальная конденсатонасыщенность пласта не превышает порог гидродинамической подвижности. А для залежей с высоким содержанием C_{5+} в пластовом газе, особенно в области давлений максимальной конденсации, конденсатонасыщенность может достигать порога гидродинамической подвижности, при котором будет иметь место двухфазная фильтрация газоконденсатной смеси в пласте (Брусиловский, 1985; Закиров и др., 1988; Брусиловский, 2002; Abasov və b., 2008 и др.).

Для оценки коэффициента конденсатоотдачи залежи известны различные методы (Абасов, Оруджалиев, 1989; Брусиловский, 1985; Гуревич и др., 1988; Брусиловский, 2002 и др.). В одном случае конденсатоотдача залежи в начале ее вступления в разработку определяется, исходя из результатов физико-химических и термодинамических исследова-

ний свойств флюидов. В частности, в (Брусиловский, 2002) эта задача решается по аналогии с дифференциальной конденсацией при рVT исследованиях. Здесь форма определения относительных фазовых проницаемостей выбирается на основании эмпирических определений (Nikraves, Soroush, 1996; Ceragioli, Masserano, 1998; Asar, Handy, 1998). При этом фазовое соотношение в системе рассчитывается на основании уравнений состояния, которые имеют ряд ограничений по давлению (Аббасов, 1993), что вносит определенную погрешность в результаты анализа. В другом случае, на основании данных эксплуатации залежи осуществляется адаптация гидродинамической модели к истории ее разработки. При этом по выбранной форме одновременно для газовой и жидкой фазы определяется относительная фазовая проницаемость. Затем рассчитываются показатели разработки залежи с использованием одной из известных гидродинамических моделей, например, бинарной (Абасов, Оруджалиев, 1989; Abasov və b., 2008).

В настоящей статье в отличие от предыдущих используется уравнение состояния, охватывающее более высокие значения давлений и более правильно учитывающее физико-химические процессы, происходящие при наличии более высокого содержания газового конденсата. Для повышения точности расчетов были использованы также эксплуатационные

данные действующих скважин в процессе их работы, а также условия фильтрации газоконденсатной смеси. В последующем проведенные расчеты позволили дать им оценку.

Для этой цели уравнение фазовых концентраций двухфазных многокомпонентных смесей в дифференциальной форме записано в следующем виде (Брусиловский, 2002):

$$\frac{d}{dt} [V_m (\rho_{\bar{a}}(1-S)y_i + \rho_k S \delta_i)] = -Q_k \cdot x_i - Q_{\bar{a}} y_i, \quad i = \overline{1, N} \quad (1)$$

где V_m – объем пор, занятый углеводородной смесью; S – насыщенность конденсатом; y_i и x_i – мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах; $Q_{\bar{a}}$ и Q_k – дебиты газа и конденсата, отбираемых из пласта скважины.

Дебиты газа и конденсата по времени равняются :

$$Q_{\bar{a}}(t) = \rho_{\bar{a}} V_{\bar{a}} F, \quad Q_k(t) = \rho_k V_k F,$$

где $V_{\bar{a}}$, V_k и $\rho_{\bar{a}}$, ρ_k – скорости и плотности газа и конденсата; F – площадь поперечного сечения поверхности фильтрации жидкости и газа.

Учитывая, что $\frac{Q_{\bar{a}}(t)}{Q_k(t)} = \frac{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_{\bar{a}}}{f_k(s) \rho_k \mu_k}$, из

(1) получим:

$$\frac{d}{dt} [V_m ((1-S) \rho_{\bar{a}} y_i + S \rho_k \delta_i)] = -Q_{\bar{a}}(t) \left(y_i + x_i \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k} \right), \quad i = \overline{1, N} \quad (2)$$

где $f_{\bar{a}}$, f_k и $\mu_{\bar{a}}$, μ_k – относительные фазовые проницаемости и вязкости газа и конденсата соответственно.

Система уравнений (2) интегрируется при следующих начальных условиях:

$$P(t) \Big|_{t=0} = P_0; \quad S(t) \Big|_{t=0} = S_0;$$

$$y_i(t) \Big|_{t=0} = y_{i0}; \quad i = \overline{1, N-2}. \quad (3)$$

Система (2), 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 :

$$\begin{pmatrix} \frac{dy_1}{dt} \\ \frac{dy_2}{dt} \\ \dots \\ \frac{dy_{N-2}}{dt} \\ \frac{dp}{dt} \\ \frac{ds}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,N} \\ a_{2,1} & \dots & a_{2,N} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{N-2,1} & \dots & a_{N-2,N} \\ a_{N-1,1} & \dots & a_{N-1,N} \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,N} \end{pmatrix}^{-1} \times \begin{pmatrix} -Q_{\bar{a}}(t)(y_1 + \tilde{\alpha}_1 \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k}) / V_m \\ -Q_{\bar{a}}(t)(y_2 + \tilde{\alpha}_2 \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k}) / V_m \\ \dots \\ -Q_{\bar{a}}(t)(y_{N-2} + \tilde{\alpha}_{N-2} \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k}) / V_m \\ -Q_{\bar{a}}(t)(y_{N-1} + \tilde{\alpha}_{N-1} \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k}) / V_m \\ -Q_{\bar{a}}(t)(y_N + \tilde{\alpha}_N \frac{f_k(s) \rho_k \mu_{\bar{a}}}{f_{\bar{a}}(s) \rho_{\bar{a}} \mu_k}) / V_m \end{pmatrix}, \quad (4)$$

где $a_{i,N} = \rho_k x_i - \rho_{\bar{a}} y_i, \quad i = \overline{1, N}$;

$$a_{i,N-1} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial p} (1-s)y_i + \frac{\partial \rho_k}{\partial p} s x_i + \frac{\partial x_i}{\partial p} s \rho_k,$$

$$i = \overline{1, N-2};$$

$$a_{i,j} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial y_j} (1-s)y_i + \frac{\partial \rho_k}{\partial y_j} s x_i + \frac{\partial x_i}{\partial y_j} s \rho_k +$$

$$+ \delta_{i,j} \rho_{\bar{a}} (1-s), \quad i, j = \overline{1, N-2};$$

$$a_{N-1,j} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial y_j} (1-s)y_{N-1} + \frac{\partial \rho_k}{\partial y_j} s x_{N-1} +$$

$$+ \frac{\partial x_{N-1}}{\partial y_j} s \rho_k + \frac{\partial y_{N-1}}{\partial y_j} \rho_{\bar{a}} (1-s), \quad j = \overline{1, N-2};$$

$$a_{N,j} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial y_j} (1-s)y_N + \frac{\partial \rho_k}{\partial y_j} s x_N +$$

$$+ \frac{\partial x_N}{\partial y_j} s \rho_k + \frac{\partial y_N}{\partial y_j} \rho_{\bar{a}} (1-s),$$

$$a_{N-1,N-1} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial p} (1-s)y_{N-1} +$$

$$+ \frac{\partial y_{N-1}}{\partial p} \rho_{\bar{a}} (1-s) + \frac{\partial \rho_k}{\partial p} s x_{N-1} + \frac{\partial x_{N-1}}{\partial p} s \rho_k,$$

$$a_{N,N-1} = \frac{\partial \rho_{\bar{a}}}{\partial p} (1-s)y_N + \frac{\partial y_N}{\partial p} \rho_{\bar{a}} (1-s) +$$

$$+ \frac{\partial \rho_k}{\partial p} s x_N + \frac{\partial x_N}{\partial p} s \rho_k, \quad \delta_{i,j} = \begin{cases} 0 & i \neq j \\ 1 & i = j \end{cases}$$

При расчете элементов $a_{i,j}$ необходимо знать значения частных производных зависимых переменных $\rho_{\bar{a}}, \rho_k, y_{N-1}, y_N, x_1, \dots, x_N$ по независимым переменным $p, y_1, y_2, \dots, y_{N-2}$ в условиях термодинамического равновесия. Для этого решается система уравнений (Аббасов, 1993):

$$F_i = f_i^{\bar{a}}(p, T, \rho_V, y_1, \dots, y_N) -$$

$$- f_i^k(p, T, \rho_L, x_1, \dots, x_N) = 0, \quad i = \overline{1, N};$$

$$F_{N+1} = F(p, T, \rho_V, y_1, \dots, y_N) = 0,$$

$$F_{N+2} = F(p, T, \rho_V, x_1, \dots, x_N) = 0,$$

$$F_{N+3} = \sum_{j=1}^N y_j - 1 = 0, \quad F_{N+4} = \sum_{j=1}^N x_j - 1 = 0. \quad (5)$$

Первые N уравнений системы (5) описывают условия термодинамического равновесия – равенство летучестей каждого компонента смеси в сосуществующих паровой и жидкой фазах. Затем следует уравнение состояния и замыкающие соотношения для молярных концентраций компонентов в фазах.

В работах (Закиров и др., 1988; Аббасов и др., 2006 и др.) подробно описан алгоритм расчета парожидкостного равновесия, поэтому он здесь не приводится.

Используя условия постоянства газоконденсатных факторов вдоль линии тока в любой момент времени (Аббасов, Оруджалиев, 1989), определяем отношения относительных фазовых проницаемостей конденсата к газу следующим образом.

Вначале определяем значения газоконденсатного фактора в условиях забоя скважины (P_c, T_c):

$$\tilde{A}_o = \frac{Q_{\bar{a}}}{Q_k} = \frac{[\rho_{\bar{a}} V_{\bar{a}} + \rho_k V_k S_k(P_{\bar{n}}, z_1, z_2, \dots, z_N)] F}{[\rho_k V_k + \rho_{\bar{a}} V_{\bar{a}} C(P_{\bar{n}}, z_1, z_2, \dots, z_N)] F} =$$

$$= \frac{\frac{\rho_{\bar{a}}}{\mu_{\bar{a}}} + \frac{\rho_k}{\mu_k} \frac{f_k(s)}{f_{\bar{a}}(s)} S_k(P_{\bar{n}}, z_1, z_2, \dots, z_N)}{\frac{\rho_k}{\mu_k} \frac{f_k(s)}{f_{\bar{a}}(s)} + \frac{\rho_{\bar{a}}}{\mu_{\bar{a}}} \tilde{N}(P_{\bar{n}}, z_1, z_2, \dots, z_N)}} \quad (6)$$

Затем определяем значения газоконденсатного фактора при P, T

$$\tilde{A}_o = \frac{Q_{\bar{a}}}{Q_k} =$$

$$= \frac{\rho_{\bar{a}} \frac{k f_{\bar{a}}(s)}{\mu_{\bar{a}}} \text{grad} P^* F}{\rho_k \frac{k f_k(s)}{\mu_k} \text{grad} P^* F} = \frac{\rho_{\bar{a}} \mu_k f_{\bar{a}}(s)}{\rho_k \mu_{\bar{a}} f_k(s)}. \quad (7)$$

Используя постоянство газоконденсатного фактора вдоль линии тока в произволь-

ном времени, определяем отношение фазовой проницаемости конденсата к газовой как:

$$\frac{f_k(s)}{f_{\bar{a}}(s)} = \frac{\mu_k \rho_{\bar{a}}}{\mu_{\bar{a}} \rho_k} \sqrt{\frac{\tilde{N}(\bar{p}, z_1, z_2, \dots, z_N)}{S_k(\bar{p}, z_1, z_2, \dots, z_N)}}, \quad (8)$$

где $S_k(\bar{p}, z_1, z_2, \dots, z_N)$ – содержание растворенного в конденсате газа; $C(\bar{p}, z_1, z_2, \dots, z_N)$ – потенциальное содержание конденсата в газовой фазе; \bar{p} , s – среднее давление и конденсатонасыщенности вдоль линии тока; z_i – компонентный состав смеси.

Таким образом, имея информацию о величине плотности, вязкости, мольной доли каждой равновесной фазы, коэффициентов $a_{i,j}$ и отношении относительных фазовых проницаемостей конденсата и газа, входящих в правую часть нормальной системы N-го порядка (4), можно получить решение системы процесса истощения газоконденсатной залежи.

Изложенный подход позволяет определить динамику коэффициента извлечения конденсата с изменением давлений по формулам:

$$\eta_{к.и} = \frac{\int_0^T Q_{к.м}(t) dt}{Q_{з.к}^{(н)}} \text{ или}$$

$$\eta_{к.и}^{(j+1)} = 1 - \frac{Q_{к.м}^{(j+1)}}{Q_{з.к}^{(н)}},$$

$$Q_{\zeta,\bar{e}}^{(i)} = V_m^{(i)} \times \left[s^{(i)} \frac{\rho_k^{(i)}}{\rho_{\bar{e},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} + (1-s^{(i)}) \frac{z_{C_{5+}}^{(i)} M_{C_{5+}}^{(i)}}{24040} \frac{\rho_{\bar{a}}^{(i)}}{\rho_{\bar{a},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} \right],$$

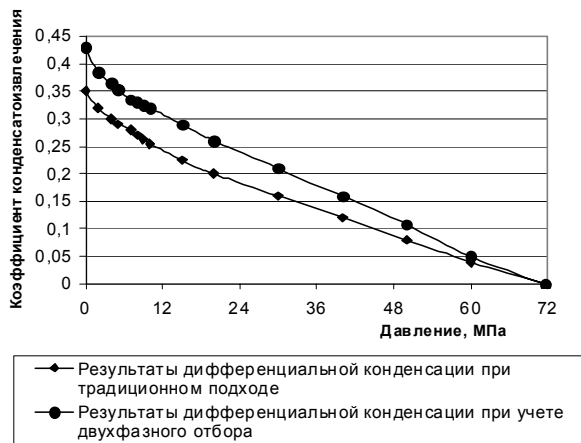
$$Q_{\bar{e},\bar{o}}^{(j+1)} = V_m^{(j+1)} \times \left[s^{(j+1)} \frac{\rho_k^{(j+1)}}{\rho_{\bar{e},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} + (1-s^{(j+1)}) \frac{z_{C_{5+}}^{(j+1)} M_{C_{5+}}^{(j+1)}}{24040} \frac{\rho_{\bar{a}}^{(j+1)}}{\rho_{\bar{a},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} \right],$$

$$Q_{\bar{e},\bar{o}} = V_m \times \left[s \frac{\rho_k}{\rho_{\bar{e},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} + (1-s) \frac{z_{C_{5+}} M_{C_{5+}}}{24040} \frac{\rho_{\bar{a}}}{\rho_{\bar{a},\bar{a}\bar{o}\bar{i}}} \right],$$

где $z_{C_{5+}}$ – мольная доля C_{5+} в составе газоконденсатной смеси; $M_{C_{5+}}$ – молярная масса группы C_{5+} ; T – время разработки залежи; j – значения переменных в конце j -го этапа снижения давления.

На основе указанного алгоритма были проведены численные эксперименты процесса разработки газоконденсатной залежи в режиме истощения для V блока VII горизонта глубокозалегающей газоконденсатной залежи Булла-дениз, которая характеризовалась высоким начальным пластовым давлением – 71.6 МПа и высокой продуктивностью скважин, температурой пласта – 102°C, давление начала конденсации пластовой углеводородной смеси при этом приблизительно было равно 71 МПа. Плотность жидкой фазы – 800 кг/м³, молекулярная масса – 160, конденсатосодержание газовой фазы – 362 г/м³. Пористость коллекторов составляет 16,9%, а проницаемость – 0,042 мкм². Пластовая газоконденсатная смесь исследуемого объекта характеризовалась следующим начальным усредненным составом (молярная доля, %): метан – 88.59; этан – 4.11; пропан – 1.47; бутан – 0.77; пентан плюс вышекипящие – 4.86; углекислый газ – 0,2.

Результаты расчетов представлены на рисунке, где показана динамика коэффициента извлечения конденсата по известному методу, когда система состоит только из насыщенного конденсатом газа и с учетом двухфазности отбора пластовой смеси. Как видно из рисунка, в рассмотренных двух подходах результаты существенно отличаются. Так, если при однофазном отборе конечный коэффициент конденсатоотдачи составил 35%, то при учете двухфазного отбора эта величина доходит до 44%. Это свидетельствует о необходимости учета количества свободного конденсата при составлении различных проектных документов для конкретных газоконденсатных залежей.



Динамика коэффициента извлечения конденсата по результатам дифференциальной конденсации при традиционном подходе и двухфазного отбора пластовой смеси

Таким образом, рассмотрена возможность определения коэффициента конденсатоотдачи залежи, используя начальные данные разработки и pVT свойства флюидов. Для этого предложено новое выражение, которое позволяет по известным значениям плотности, вязкости, содержания конденсата в газовой фазе и насыщенного конденсата определить фазовое соотношение конденсата и газа.

Выводы:

1. Усовершенствована методика расчета конечного коэффициента конденсатоотдачи газоконденсатной залежи по начальным данным разработки за счет увеличения точности учета фазового состояния углеводородов при высоких пластовых давлениях и конденсато-содержаниях системы.

2. Существенно упрощена расчетная методика введением в алгоритм нового соотношения фазовых проницаемостей конденсата и газа, определяемого по известным pVT свойствам флюидов, которое позволило численно решить уравнения дифференциальной конденсации с учетом двухфазности

системы в точной постановке без каких-либо допущений.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Моделирование процесса разработки газоконденсатных залежей. *Изв. НАН Азерб., Науки о Земле*, 1,65-69.
- 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. 1985. Методы расчета дифференциальной конденсации многокомпонентных систем. *Тр. МИНХ и ГП им. И.М.Губкина*, 192, 67-77.
- БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.
- ГУРЕВИЧ, Г.Р., БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 1988. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Недра. Москва. 190.
- ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН и др. 1998. Многомерная многокомпонентная фильтрация. Недра. Москва. 335.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н., БОНДАРЕВ, Э.А., МИРКИН, М.И. и др. 1968. Движение углеводородных смесей в пористой среде. Недра. Москва. 190.
- ABASOV, M.T., ABBASOV, Z.Y., CALALOV, Q.I., FEYZULLAEV, X.A. 2008. Qazkondensat quyularının məhsuldarlığının artırılması üzrə metodik göstəriş. Nafta-Press. Bakı. 36.
- ASAR, H., HANDY, L.L. 1998. Influence of interfacial tension on gas-oil relative permeability in a gas-condensate system. *SPE Reservoir Engineering*, 257-264.
- CERAGIOLI, P., MASSERANO, F. 1998. Near critical gas-condensate systems: effects of IFT on gravity drainage. In: *Paper SPE 39975, Proc.1998, SPE Gas Technology Symposium*, Calgary, Canada, 169-180.
- NIKRAVESH, M., SOROUSH, M. 1996. Theoretical methology for prediction of gascondensate flow behavior. In: *Paper SPE 36704, Proc. Ann. Tech. Conf. and Exh.*, Denver, Colorado, 371-383.