

УДК 532.546:536.423

© 1994 г. А. Ю. БАБЕЙКО, О. Ю. ДИНАРИЕВ

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕТРОГРАДНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ РАДИАЛЬНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Рассмотрена задача о стационарном цилиндрически-симметричном двухфазном фильтрационном течении многокомпонентной смеси с фазовыми переходами. Показано, что система уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации вместе с уравнениями фазового равновесия сводится к системе из двух обыкновенных дифференциальных уравнений для давлений в газовой и жидкой фазах. При некоторых предположениях относительно зависимости мольной доли жидкой фазы от давления найдено семейство численных решений.

При разработке газоконденсатных месторождений типична ситуация, когда при исходных термобарических условиях пластовая смесь находится в термодинамически устойчивой газовой фазе, а затем при снижении пластового давления в результате отбора газа однофазное состояние становится термодинамически неустойчивым. Возникает так называемое явление ретроградной конденсации [1], когда при понижении давления из газа выделяется жидкая фаза. Поскольку вязкость жидкости значительно превышает вязкость газа, ретроградная конденсация сильно влияет на работу эксплуатационной скважины. Из практики известно, что выпадение конденсата может на порядки уменьшить дебит скважины при неизменной депрессии. В связи с этим при проектировании условий работы скважины нужно знать решение задачи многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами типа газ — жидкость.

1. Пусть имеется стационарное цилиндрически-симметричное течение многокомпонентной смеси в однородной изотропной пористой среде с проницаемостью k . Будем считать процесс изотермическим и пусть T — соответствующая температура. Введем геометрические параметры задачи: r — расстояние до оси скважины, r_w — радиус скважины, h — толщина проницаемого слоя. Пусть N — число компонентов в пластовой смеси. Система дифференциальных уравнений многокомпонентной двухфазной фильтрации [2] сводится к уравнениям сохранения потоков компонентов

$$\frac{d}{dr} \left(rk \left(K_g \frac{dp_g}{dr} + K_u \frac{dp_l}{dr} \right) \right) = 0 \quad (1.1)$$

$$i = 1, \dots, N, \quad K_g = \frac{n_{ig} f_g}{\mu_g}, \quad K_u = \frac{n_{il} f_l}{\mu_l}$$

Здесь n_{ig} , n_{il} — плотность молекул i -го компонента в газовой и жидкой фазе соответственно, μ_g и μ_l — вязкости газа и жидкости, p_g и p_l — давления в газе и жидкости, f_g и f_l — фазовые проницаемости для газа и жидкости соответственно, которые являются функциями насыщенности s порового пространства жидкой фазой. Введем обозначение $\eta = \ln(r/a)$, где a — некоторая фиксированная постоянная с размерностью длины.

Уравнения (1.1) имеют первые интегралы

$$K_{ig} \frac{dp_g}{d\eta} + K_{il} \frac{dp_l}{d\eta} = \frac{Q_i}{2\pi kh}, \quad i = 1, \dots, N \quad (1.2)$$

где Q_i — поток молекул i -го компонента.

Если считать известными выражения для f_g и f_l в зависимости от s , выражения для вязкостей и уравнения состояния

$$\mu_g = \mu_g(T, n_{ig}), \quad \mu_l = \mu_l(T, n_{il})$$

$$p_g = p_g(T, n_{ig}), \quad p_l = p_l(T, n_{il})$$

то задача состоит в определении $(2N+1)$ -й неизвестной функции n_{ig} , n_{il} , s . Задача становится замкнутой, если к уравнениям (1.2) добавить уравнения фазового равновесия, а также уравнение для капиллярного скачка давления

$$\kappa_i(T, n_{ig}) = \kappa_i(T, n_{il}), \quad i, j = 1, \dots, N \quad (1.3)$$

$$p_g - p_l = p_c \quad (1.4)$$

где κ_i — химические потенциалы, $p_c = p_c(s)$ — заданная функция. Тогда система уравнений (1.2) может быть преобразована к виду

$$C_g \frac{dp_g}{d\eta} c_{ig} + C_l \frac{dp_l}{d\eta} c_{il} = \frac{Q_i}{Q} \quad (1.5)$$

$$Q = \sum_{i=1}^N Q_i, \quad n_g = \sum_{i=1}^N n_{ig}, \quad n_l = \sum_{i=1}^N n_{il}$$

$$c_{ig} = \frac{n_{ig}}{n_g}, \quad c_{il} = \frac{n_{il}}{n_l}$$

$$C_g = 2\pi \frac{khK_g}{Q}, \quad C_l = 2\pi \frac{khK_l}{Q}$$

Здесь n_g — полная плотность газовой фазы, n_l — полная плотность жидкой фазы, Q — полный поток молекул смеси, c_{ig} — концентрации компонентов в газовой фазе, c_{il} — концентрации компонентов в жидкой фазе.

Предполагая, что вдали от скважины при давлениях, близких к начальному пластовому давлению p_0 , смесь находится в газовой фазе с концентрациями компонентов c_{i0} , несложно увидеть, что $Q_i/Q = c_{i0}$. Таким образом, уравнения (1.5) можно интерпретировать как условия, связывающие состав c_{ig} газовой фазы и состав c_{il} жидкой фазы со средним составом c_{i0} в системе, в которой газовая и жидкая фаза сосуществуют в термодинамическом равновесии при соответствующих давлениях p_g и p_l . Пусть W — мольная доля жидкой фазы в этой системе

$$(1 - W) c_{ig} + W c_{il} = c_{i0} \quad (1.6)$$

Так как правые части в уравнениях (1.6) — константы, то $W = W(p_g, p_l)$. Эту функцию можно в принципе определить, если решить уравнения (1.6) совместно с (1.3) или если провести лабораторные исследования пробы пластовой смеси. Сравнивая (1.5) и (1.6), учитывая (1.4) и вводя новую независимую переменную $\xi = Q\eta/(kh)$, получаем замкнутую систему уравнений для определения неизвестных s , p_g , p_l

$$\frac{dp_g}{d\xi} = (1 - W) (2\pi K_g)^{-1}, \quad \frac{dp_l}{d\xi} = W (2\pi K_l)^{-1}, \quad p_g - p_l = p_c \quad (1.7)$$

Таким образом, задача сводится к системе двух обыкновенных дифференциальных уравнений относительно p_g , p_l со связью для определения s . Эта

система автономна, поэтому если известно хотя бы одно решение $p_{p0}(\xi)$, $p_{p0}(\xi)$, $s_0(\xi)$, то все остальные решения могут быть получены преобразованием сдвига аргумента: $p_x = p_{p0}(\xi + \xi_0)$, $p_l = p_{p0}(\xi + \xi_0)$, $s = s_0(\xi + \xi_0)$. Последнее эквивалентно изменению параметра a в формуле $\eta = \ln(r/a)$.

Решение системы (1.7) можно найти экспериментально, снимая на скважине индикаторную кривую (т. е. связь между дебитом и забойным давлением). Действительно, пусть известна зависимость забойного давления p_w от дебита Q для пласта с известными параметрами h и k . Пусть можно указать некий радиус $r = r_0$ (радиус дренирования), на котором пластовое давление пренебрежимо мало отличается от начального пластового давления p_0 . Тогда, полагая $\xi = Q(kh)^{-1} \ln(r_w/r_0)$ и отождествляя p_w с p_x , находим кривую $p_x(\xi)$. Зная эту кривую, можно простым пересчетом аргумента получить индикаторные, а также депрессионные кривые (т. е. кривые распределения давления вблизи скважины) для всех скажин и пластов с тем же составом исходной пластовой смеси.

Напомним, что параметр k можно вычислить по участку индикаторной кривой $p_w = p_w(Q)$ для чисто газового режима, когда забойное давление выше давления начала конденсации p_d (по известной формуле для притока газа [3]).

В ситуации, когда стационарные скважинные исследования малоинформативны (неизвестны k , h или r_0) или необходим прогноз для неразбуренной зоны месторождения, приобретает интерес непосредственное решение системы (1.7). Вообще говоря, решение может быть найдено только с помощью численных методов. Однако в результате качественного анализа системы (1.7) удается получить некоторые строгие утверждения, касающиеся процесса фильтрации.

Так, если жидкая фаза имеет ненулевой порог подвижности s_p , то возможны две ситуации: а) $W = 0$ и $s \leq s_p$, б) $W > 0$ и $s > s_p$. В случае а) решение системы (1.7) не единственно. Решения, для которых $s > 0$ при $W = 0$, неблагоприятны с точки зрения разработки месторождения, поскольку при той же депрессии они дают меньший дебит. Если предположить, что реализуются только такие решения, когда $s = 0$ при $W = 0$, то ретроградная конденсация при фильтрации должна происходить со скачком насыщенности.

С другой стороны, если зафиксировать давление в газовой фазе $p_x < p_d$ и рассмотреть поведение решений с ограниченным отношением (dp_x/dp_l) при стремлении отношения $\varepsilon = \mu_x/\mu_l$ к нулю, то, как следует из (1.7), насыщенность s стремится к значению s_x , соответствующему порогу подвижности для газовой фазы. Таким образом, очень вязкий конденсат имеет тенденцию накапливаться в поровом пространстве вблизи скважины.

2. Будем решать систему (1.7) численно для случая, когда $p_c = 0$. При этом $p_x = p_l = p$ и система (1.7) сводится к одному обыкновенному дифференциальному уравнению и конечному соотношению для определения насыщенности

$$\frac{dp_x}{d\xi} = \frac{1 - W}{2\pi K_x}$$

$$\frac{W}{1 - W} = \frac{K_l}{K_x} \quad (2.1)$$

Конкретизируем выражения для фазовых проницаемостей. В зависимости от структуры порового пространства фазовые проницаемости f_x , f_l могут иметь различную функциональную форму. Будем использовать модельные выражения

$$f_l = 3s^2 - 2s^3, \quad f_x = 1 - 3s^2 + 2s^3 \quad (2.2)$$

Соотношения (2.3) — полиномиальные зависимости минимального порядка,

Вариант	Состав, мол. %											p_d , ат	T , К
	N_2	CO_2	H_2S	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_{7+}			
1	0,00	6,18	5,41	81,70	3,75	0,94	0,66	0,30	0,23	0,83	110	300	
2	0,81	5,46	3,21	70,06	6,08	2,72	1,98	1,92	1,00	6,76	520	360	

удовлетворяющие условию монотонности и равенствам

$$f_i(0) = f_g(1) = 0, \quad f_i(1) = f_g(0) = 1, \quad f'_i(0) = f'_i(1) = f'_g(0) = f'_g(1) = 0 \quad (2.3)$$

Эксперименты, а также расчеты по полуэмпирическим уравнениям состояния [4] показывают, что мольная доля жидкой фазы при давлении ниже давления начала конденсации p_* и температуре T выше критической температуры хорошо аппроксимируется выражением

$$W = a_1 p + a_2 / (p - a_3) \quad (2.4)$$

где a_1, a_2, a_3 — положительные величины, зависящие от T и c_{j0} . Эти величины можно найти, если известно давление p_* , при котором W принимает максимальное значение W_* . Три уравнения для определения величин a_1, a_2, a_3

$$W(p_d) = 0, \quad W(p_*) = W_*, \quad \frac{dW}{dp}(p_*) = 0$$

имеют два набора решений при $p_*/p_d > 0,75$. Наилучшая аппроксимация достигается для решения с меньшим параметром a_3 . Условие $p_*/p_d > 0,75$ хорошо выполняется для природных смесей.

Примем допущения

$$p = Zk_B T n_g, \quad n_l = n_g = \text{const} \quad (2.5)$$

где Z — константа, называемая коэффициентом сверхсжимаемости, k_B — постоянная Больцмана. Допущения (2.5) справедливы только с определенной степенью точности. Так, расчеты по уравнению состояния Пенга — Робинсона [5] для модельной газоконденсатной смеси [6] (см. таблицу, вариант 1; здесь p_d — давление начала конденсации, T — температура) показывают, что в ретроградной области величина Z изменяется в диапазоне от 0,72 до 0,8 с характерным градиентом $(-2 \cdot 10^{-9})$ ат⁻¹, величина n_l изменяется в диапазоне от $9,8 \cdot 10^4$ до $1,1 \cdot 10^5$ моль \cdot м⁻³ с характерным градиентом $3 \cdot 10^3$ моль \cdot м⁻³ \cdot ат⁻¹.

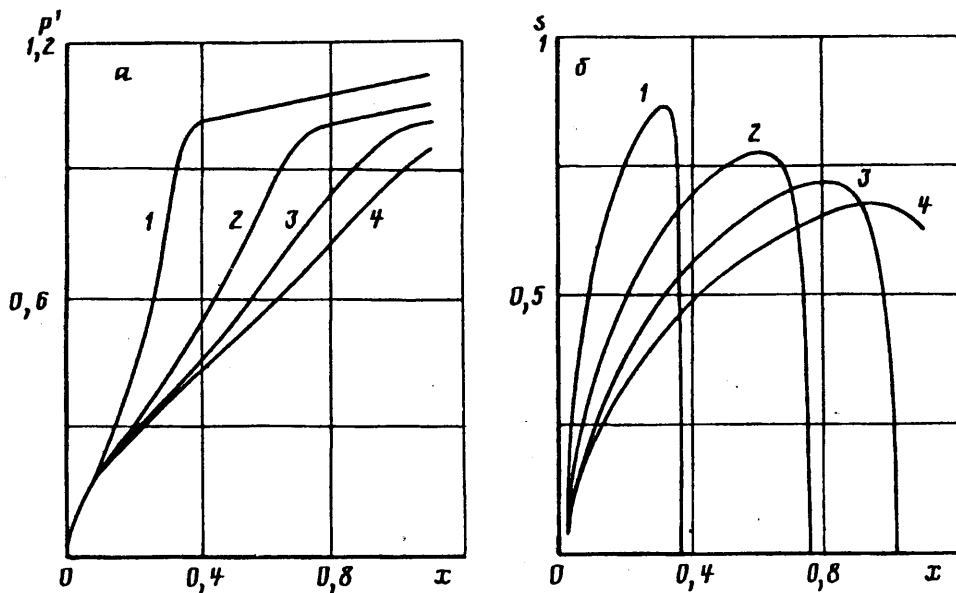
Для реальной газоконденсатной системы (Карачаганакское газоконденсатно-нефтяное месторождение (таблица, вариант 2)) расчеты по уравнению состояния Пенга — Робинсона показывают, что в ретроградной области при изменении давления от 325 до 525 ат величина Z изменяется от 0,97 до 1,25, а величина n_l — от $1,05 \cdot 10^5$ до $1,15 \cdot 10^5$ моль \cdot м⁻³.

Тем не менее для получения содержательных результатов представляет интерес рассмотреть следствия из допущений (2.5). Примем также, что $\mu_g = \text{const}$, $\mu_l = \text{const}$.

Будем искать численные решения задачи (2.1) — (2.5), удовлетворяющие начальному условию $p = 0$ при $\xi = 0$. Напомним, что это начальное условие не ограничивает общности получаемых решений.

Решения удобно представлять в безразмерных переменных. Введем безразмерное давление $p' = p/p_d$. Тогда имеем

$$p' = F_1(x, Z, \alpha, \beta, \epsilon, W_*), \quad s = F_2(x, Z, \alpha, \beta, \epsilon, W_*)$$



Фиг. 1

$$x = \mu_* \frac{Qk_B T}{khp_d^2} \ln \frac{r}{r_w}, \quad \alpha = \frac{p_*}{p_d}, \quad \beta = \frac{k_B T n_0}{p_d}, \quad \varepsilon = \frac{\mu_*}{\mu_l}$$

где F_1, F_2 — некоторые универсальные функции.

Численное моделирование показывает, что параметр α слабо влияет на кривые $p'(x), s(x)$. Поэтому для всех представленных ниже кривых было фиксировано $\alpha = 0,8$.

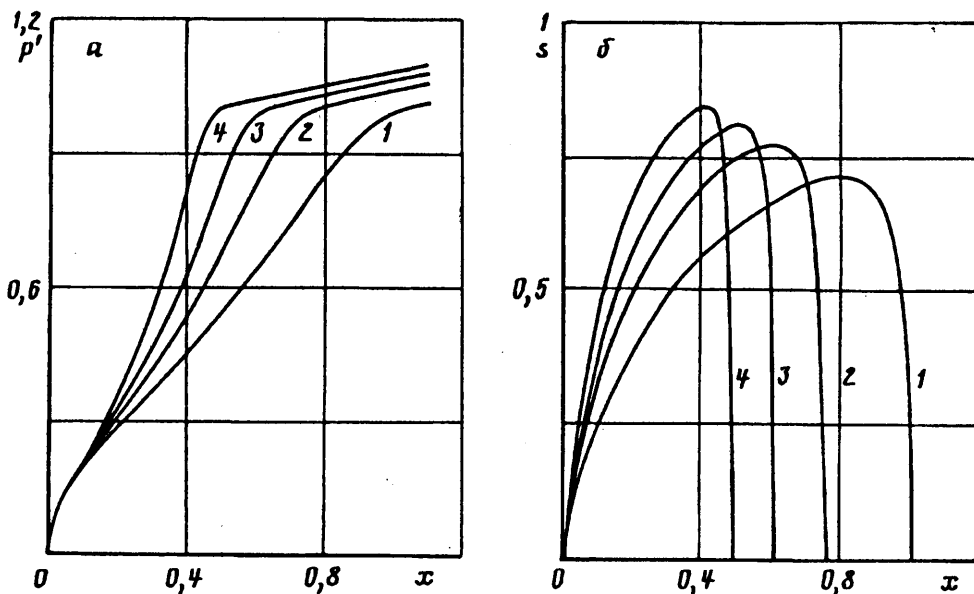
На фиг. 1 представлены решения $p = p(x), s = s(x)$ при $W_* = 0,08; \beta = 0,3; Z = 1,1; \varepsilon = 0,1; 0,3; 0,5; 0,7$ (кривые 1—4). При уменьшении ε , как было указано ранее, насыщенность порового пространства жидкой фазой растет. На фиг. 2 представлены решения при $\varepsilon = 0,019, \beta = 0,3, Z = 1,1, W_* = 0,03; 0,05; 0,07; 0,1$ (кривые 1—4). Увеличение W_* также способствует росту количества жидкой фазы вблизи скважины.

Численный анализ показывает, что увеличение параметра β приводит к увеличению значения параметра x , соответствующего началу конденсации. Изменение параметра Z слабо влияет на кривые давления и насыщенности.

Таким образом, задача о стационарном двухфазном фильтрационном течении многокомпонентной смеси с фазовыми переходами является интегрируемой в квадратурах. Для нахождения кривых давления и насыщенности не нужно решать уравнения фазового равновесия в каждой точке, достаточно провести лабораторные эксперименты или термодинамические расчеты для исходной пластовой смеси.

При понижении давления на скважине ниже давления начала конденсации в призабойной зоне скапливается жидкая фаза, которая может существенно ухудшить условия работы скважины. Количество выпавшего конденсата в пласте сильно зависит от его потенциального содержания в исходной пластовой смеси и от отношения вязкостей газовой и жидкой фаз. Чем вязкость конденсата выше, тем больше его скапливается в поровом пространстве коллектора.

Условие стационарности течения близко к реальным условиям эксплуатации крупных газоконденсатных месторождений, когда при разработке



Фиг. 2

на истощение пластовое давление понижается не более чем на несколько атмосфер в месяц.

Предложенное в настоящей работе решение задачи фильтрации позволяет осуществлять как прямой прогноз работы эксплуатационной скважины для газоконденсатного месторождения, так и пересчет показателей одних скважин на другие скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ландау Л. Д., Лившиц Е. М. Теоретическая физика. Т. 5. Статистическая физика. Ч. 1. М.: Наука, 1976. 583 с.
2. Николаевский В. Н., Бондарев Э. А., Миркин М. И. и др. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М.: Недра, 1968. 190 с.
3. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 288 с.
4. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, 1982. 592 с.
5. Peng D. Y., Robinson D. B. A new two-constant equation of state//Ind. Eng. Chem. Fundam. 1976. V. 15. № 1. P. 59—64.
6. Li Y.-K., Ngheim L. X. The development of a general phase envelope construction algorithm for reservoir fluid studies//Paper SPE 11108, presented at the 57 Annual Fall Meeting of SPE-AIME, New Orleans, LA, Sept. 26—29, 1982.

Москва

Поступила в редакцию
23.VI.1993