

УДК 532.546

О СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

С. Н. БУЗИНОВ, М. И. МИРКИН, Г. С. СТЕПАНОВА,
Ю. В. ФРУМСОН

(Москва)

В настоящее время при обработке результатов исследования газоконденсатных скважин методом установившихся отборов используются известные решения задачи о стационарной фильтрации пластовой жидкости (газа) с постоянными свойствами [1, 2]. Однако фильтрация газоконденсатной смеси к скважине при снижении давления ниже давления начала конденсации p_+ сопровождается значительными изменениями состава и свойств газовой и жидкой фаз, влияющими в свою очередь на фильтрационные характеристики пористой среды. Среди многочисленных работ, посвященных этой проблеме (см. например, обзоры [3, 4]), имеются исследования, учитывающие влияние изменения состава и свойств фаз на характеристики стационарной фильтрации [5-7]. При этом реальные газоконденсатные смеси предлагается моделировать псевдобинарными или псевдотройными системами с экспериментально определяемыми фазовыми соотношениями. Однако пока не существует достаточно обоснованных приемов сведения многокомпонентных смесей к упомянутым модельным системам.

В предлагаемой статье в рамках теории фильтрации многокомпонентных систем рассматривается задача о стационарной фильтрации реальной газоконденсатной смеси к центральной скважине в кротовом пласте.

В основу расчета положено моделирование фазовых переходов в стационарном потоке процессом контактной конденсации газоконденсатной смеси со специально подобранным начальным составом.

1. Запишем уравнения стационарной фильтрации многокомпонентной смеси в виде

$$(1.1) \quad \begin{aligned} & \operatorname{div}(\gamma_g g_i v_g + \gamma_l l_i v_l) = 0 \\ & \left(v_g = -\frac{k_g}{\mu_g} \operatorname{grad} p, v_l = -\frac{k_l}{\mu_l} \operatorname{grad} p \right) \end{aligned}$$

Здесь p — давление, $k_g(\sigma)$, γ_g , μ_g — фазовая проницаемость, удельный вес и вязкость газовой фазы соответственно, $k_l(\sigma)$, γ_l , μ_l — то же для жидкой фазы, σ — насыщенность жидкой фазой, g_i , l_i — весовая концентрация i -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно, причем

$$\sum_{i=1}^n g_i = 1, \quad \sum_{i=1}^n l_i = 1$$

Из системы (1.1) следует известный вывод о том, что вдоль линии тока

$$(1.2) \quad \Gamma_i = \frac{\gamma_g g_i v_g + \gamma_l l_i v_l}{\gamma_g v_g + \gamma_l v_l} = \frac{\gamma_g g_i (k_g/\mu_g) + \gamma_l l_i (k_l/\mu_l)}{\gamma_g (k_g/\mu_g) + \gamma_l (k_l/\mu_l)} = \operatorname{const}$$

если обе фазы подвижны [3, 8]. Из обобщенного закона Дарси (1.1) и условия (1.2) следует, что насыщенность σ есть некоторая функция давления (вдоль линии тока составы фаз также зависят только от давления), а по-

тому можно ввести функцию

$$(1.3) \quad H(p) = \int \left(\frac{k_g(\sigma) \gamma_g}{\mu_g} + \frac{k_l(\sigma) \gamma_l}{\mu_l} \right) dp + C$$

такую, что уравнение для суммарного баланса масс компонент (1.1) сводится к уравнению Лапласа [4]

$$(1.4) \quad \nabla^2 H = 0$$

Тогда задача об установившейся плоскорадиальной фильтрации к центральной скважине радиуса r_w в пласте радиуса r_e сводится к решению уравнения (1.4) при граничных условиях

$$H = H_e, \quad r = r_e; \quad H = H_w, \quad r = r_w$$

и имеет вид

$$(1.5) \quad H = H_e + \frac{H_e - H_w}{\ln(r_e/r_w)} \ln \frac{r}{r_w}$$

Выражение для суммарного весового расхода газовой фазы может быть записано следующим образом:

$$(1.6) \quad Q_g = \frac{2\pi k h (H_e - H_w)}{\ln(r_e/r_w)} \frac{F}{1+F}, \quad F = \frac{k_g \gamma_g \mu_l}{k_l \gamma_l \mu_g}$$

где F — отношение весовых расходов фаз, k — абсолютная проницаемость, h — мощность пласта.

Выражения (1.5) и (1.6) позволяют построить индикаторную кривую в виде $Q_g = f(\Delta H)$ или $Q_g = f(\Delta p)$. Однако для расчета функции H необходимо выразить параметры $k_g, \gamma_g, \mu_g; k_l, \gamma_l, \mu_l$, которые, вообще говоря, являются функциями давления и $n-1$ независимых концентраций, как функции только давления. Указанной цели можно достичь, используя условия (1.2) и экспериментальные данные о фазовых превращениях газоконденсатных смесей в необходимом диапазоне изменения давления.

2. Преобразуем условия (1.2) стационарности потока смеси к виду

$$(2.1) \quad \Gamma_i = \frac{x_i + y_i \beta}{1 + \beta} = \text{const}, \quad \beta = \frac{k_g \mu_g \gamma_g M_l}{k_l \mu_l \gamma_l M_g}$$

Здесь β — отношение мольных расходов фаз, x_i, y_i — мольные концентрации i -го компонента в жидкой и газовой фазах соответственно, т. е. $x_i = M_l / M_i, y_i = M_g / M_i; M_i, M_g, M_l, M$ — молекулярный вес i -го компонента газовой и жидкой фаз и смеси соответственно.

Разрешая систему (2.1) относительно y_i , получим

$$(2.2) \quad y_i = \Gamma_i (1 + \beta) / (K_i^{-1} + \beta), \quad K_i = y_i / x_i$$

где K_i — константа равновесия i -го компонента в смеси.

С другой стороны, известно [9], что уравнения изотермической контактной конденсации (в процессе изменения объема системы при неизменном суммарном составе z_i) имеют вид

$$(2.3) \quad y_i = z_i (1 + u) / (K_i^{-1} + u)$$

где u — мольная доля газовой фазы в смеси.

Нетрудно видеть формальное тождество уравнений (2.2) и (2.3). Кроме того, учтем, что фазовые составы y_i, x_i при различных типах течений, характерных для разработки газоконденсатных месторождений на источе-

ние, являются функциями только давления. Этот факт был отмечен в работах [3, 8], где построенные зависимости параметров состава c_i (дополнительных степеней свободы по Гиббсу) от давления для процессов дифференциальной и контактной конденсаций, а также для некоторых модельных типов течений по существу совпали. Относительная ошибка при замене одной кривой на другую не превышает нескольких процентов. Многочисленные расчеты процессов контактной и дифференциальной конденсации, проведенные на примере реальной многокомпонентной системы, подтвердили указанное положение. Таким образом, можно считать, что фазовые составы y_i, x_i как при стационарной фильтрации, так и при контактной конденсации являются практически одинаковыми функциями давления во всем диапазоне его изменения.

Отсюда следует вывод о возможности моделирования фазовых составов при стационарной фильтрации путем специально поставленных опытов (или расчетов [9]) контактной конденсации. В самом деле, левые части y_i уравнений (2.2) и (2.3) одинаковы, если при контактной конденсации суммарный состав z_i выбран так, что

$$(2.4) \quad z_i = \Gamma_i$$

причем мольная доля u газовой фазы в смеси моделирует относительный мольный расход газа $\beta = f(p)$.

Таким образом, задаваясь рядом значений p , получаем с помощью пластовой изотермы контактной конденсации соответствующие значения функции $k_i \mu_g / k_g \mu_i = f(\sigma, p)$ и далее $k_g / k_i = \varphi(p)$.

Результаты расчета процесса контактной конденсации на примере газоконденсатной смеси Вуктыльского месторождения, используемые в дальнейшем, приведены в табл. 1. Затем с помощью известных кривых фазовых проницаемостей $k_g = k_g(\sigma)$, $k_i = k_i(\sigma)$ для коллекторов типа Вуктыльского [10] находим зависимость $k_g / k_i = \psi(\sigma)$ (фиг. 1).

Решая систему

$$(2.5) \quad k_g / k_i = \varphi(p), \quad k_g / k_i = \psi(\sigma)$$

получаем соотношение $\sigma = \sigma(p)$ (фиг. 2, кривая 1) и далее искомые функции $k_g = k_g(p)$ и $k_i = k_i(p)$ (фиг. 3). По данным табл. 1 на основании работы [11] можно рассчитать плотность (удельный вес) газовой и жидкой фаз (см. табл. 2).

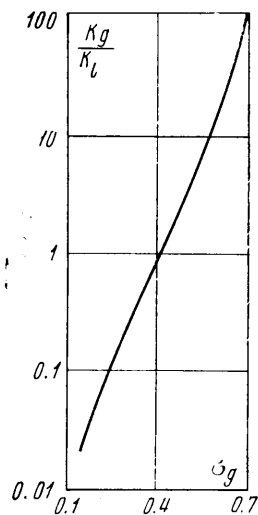
3. Остановимся подробнее на определении вязкости газовой и жидкой фаз, поскольку в литературе отсутствуют зависимости $\mu_g = \mu_g(p)$ и $\mu_l = \mu_l(p)$ для реальных систем в пластовых условиях.

Вязкость газовой фазы как функция давления и состава может быть определена по методике [1, 2]. Алгоритм расчета на ЭЦВМ по указанной методике заимствован из работы [13]

$$(3.1) \quad \mu_g = \frac{\mu_1}{T_r} e^{f(p_r, T_r)}$$

где μ_1 — вязкость газовой фазы при $p=1$ ата

$$(3.2) \quad \mu_1 = b_0 + b_1 T + b_2 T^2 + (b_3 + b_4 T + b_5 T^2) M_g + (b_6 + b_7 T + b_8 T^2) M_g^2$$



Фиг. 1

Таблица 1

Зависимость фазовых составов от давления

Компоненты	Состав газовой фазы при давлении (мольные %)						
	330	303	246	205	160	105	56
CH ₄	74.8	75.68	76.67	78.01	79.01	79.54	79.75
C ₂ H ₆	8.8	8.79	8.77	8.74	8.71	8.76	8.84
C ₃ H ₈	3.9	3.87	3.83	3.74	3.62	3.59	3.70
C ₄ H ₁₀	1.8	1.78	1.72	1.65	1.54	1.42	1.47
Ф ₁	2.31	2.26	2.17	1.77	1.50	1.72	1.14
Ф ₂	1.84	1.70	1.50	1.01	0.70	0.48	0.37
Ф ₃	1.15	0.96	0.66	0.37	0.19	0.09	0.07
Ф ₄	0.64	0.43	0.18	0.08	0.04	0.01	0.01
Ф ₅	0.46	0.15	0.03	0.01	—	—	—
N ₂	4.3	4.38	4.47	4.60	4.68	4.67	4.64

Компоненты	Состав жидкой фазы при давлении (мольные %)					
	303	246	205	160	105	56
CH ₄	48.44	45.81	40.19	34.59	25.26	16.11
C ₂ H ₆	8.97	9.20	9.40	9.67	9.15	8.34
C ₃ H ₈	4.72	5.19	5.66	6.58	7.17	6.36
C ₄ H ₁₀	2.50	3.14	3.43	4.28	5.61	5.67
Ф ₁	3.89	4.87	8.07	10.01	11.58	16.13
Ф ₂	6.07	7.97	10.76	12.72	16.07	19.21
Ф ₃	6.86	8.85	9.53	10.26	12.24	13.93
Ф ₄	6.79	6.74	6.63	6.36	7.24	8.10
Ф ₅	9.84	8.23	5.25	4.81	5.26	5.91
N ₂	1.90	1.24	1.07	0.71	0.42	0.23

Примечание: Ф₁₋₅ — фракции, на которые разбивается остаток C₅₊ согласно методике [9].

Таблица 2

Свойства фаз и функция $f(p)$

p	Газовая фаза				Жидкая фаза			f(p)
	μ	ρ	Z	M	μ	ρ	M	
370	0.03494	0.3400	1.0	25.94				0
350	0.0336	0.3339	0.963	25.94				0
330	0.0324	0.3030	0.932	25.94				0
303	0.0294	0.2949	0.895	24.6	0.2866	0.6214	67.80	0.026
246	0.0245	0.2466	0.823	23.3	0.2750	0.6205	67.20	0.0704
205	0.02098	0.1993	0.805	22.1	0.2651	0.6102	67.50	0.0858
160	0.0179	0.1518	0.795	21.3	0.2825	0.6164	70.40	0.0787
105	0.0148	0.0934	0.830	20.86	0.3726	0.6433	80.50	0.0516
56	0.0124	0.0454	0.900	20.60	0.4502	0.6630	89.30	0.0245

T — текущая температура, T_r и P_r — псевдоприведенные температура и давление смеси

$$(3.3) \quad f(P_r, T_r) = a_0 + a_1 P_r + a_2 P_r^2 + a_3 P_r^3 + (a_4 + a_5 P_r + a_6 P_r^2 + a_7 P_r^3) T_r + \\ + (a_8 + a_9 P_r + a_{10} P_r^2 + a_{11} P_r^3) T_r^2 + (a_{12} + a_{13} P_r + a_{14} P_r^2 + a_{15} P_r^3) T_r^3$$

a_i, b_i — постоянные коэффициенты, приводимые в [12]. Вязкость жидкой фазы как функция давления и состава рассчитывалась по методике Лоренца и др. [13].

Последовательность операций имеет вид

$$(3.4) \quad \mu_i = \mu_i + (\psi^4(\rho_r) - 10^{-4}) / \xi$$

где ρ_r — псевдоприведенная плотность смеси

$$(3.5) \quad \psi(\rho_r) = 0.1023 + 0.023364\rho_r + 0.058533\rho_r^2 - 0.040758\rho_r^3 + 0.0093324\rho_r^4$$

$$(3.6) \quad \xi = \frac{\left(\sum x_i T_{c_i}\right)^{1/6}}{\left(\sum x_i M_i\right)^{1/2} \left(\sum x_i P_{c_i}\right)^{2/3}}$$

$$(3.7) \quad \rho_r = \frac{\rho}{\rho_{pc}}, \quad \rho_{pc} = \frac{0.01602M_i}{\sum_{i=1}^6 x_i V_i + x_{7+} V_{7+}}$$

T_{c_i} , P_{c_i} , ρ_{pc} — критические параметры компонентов и смеси, V_i и V_{7+} — критические объемы i -го компонента и фракции C_{7+} , μ_i рассчитывается по (3.2).

Известную сложность представляет определение величины V_{7+} , для чего в [13] предложена формула

$$(3.8) \quad V_{7+} = 21.573 + 0.015122M_{7+} - 27.656\gamma_{7+} + 0.070615M_{7+}\gamma_{7+}$$

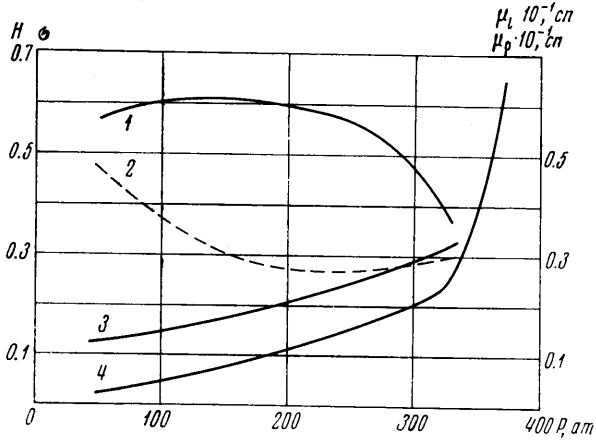
На основании вышеприведенных алгоритмов составлены программы для расчетов на ЭЦВМ Минск-22. Полученные зависимости $\mu_g = \mu_g(p)$ и $\mu_l = \mu_l(p)$ представлены на фиг. 2 (кривые 3 и 2 соответственно), из рассмотрения которой видно, что μ_g монотонно убывает с падением давления, а μ_l сначала несколько снижается (примерно до 220 ат), а затем возрастает (здесь и дальше сплошные линии относятся к газу, пунктирные — к жидкости).

4. Подставляя найденные зависимости $k_g(p)$, $k_l(p)$, $\mu_g(p)$, $\mu_l(p)$, $\gamma_g(p)$, $\gamma_l(p)$ в выражение (1.3), рассчитываем функцию $H = H(p)$ (фиг. 2, кривая 4). При этом нижним пределом интегрирования является p_w — известное значение давления на забое скважины, а верхним пределом p_s — значение давления на границе зоны стационарной фильтрации, которое определяется по графику фиг. 2 при равновесном значении $\sigma_0 = 0.35$. В рассматриваемом случае $p_s = 325$ ат.

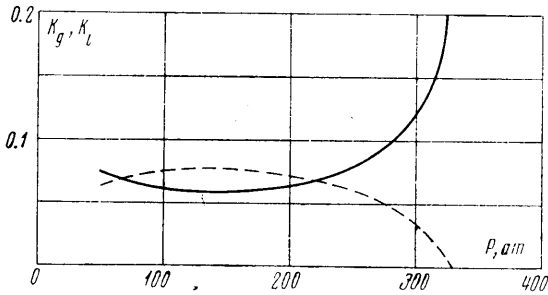
По известной зависимости $H = H(p)$ строим индикаторную кривую $Q = Q(\Delta p)$ (фиг. 4) в соответствии с выражением (1.6). Обычно при построении индикаторных кривых оперируют объемным расходом газа. Для перехода от весового расхода к объемному по известным формулам необходимо располагать данными о коэффициенте сжимаемости Z как функции давления и состава газовой фазы.

Требуемые значения Z (см. табл. 2) можно получить с помощью методики, изложенной в [14], на основании исходных данных табл. 1.

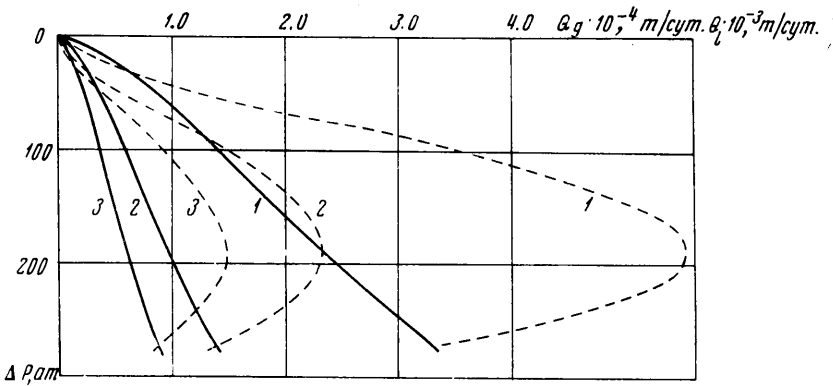
Следует подчеркнуть, что в выражение (1.6) входит неизвестная величина радиуса границы зоны стационарной фильтрации r_s . При построении индикаторных кривых (фиг. 4) принимался ряд произвольных значений $r_s = 0.5, 5, 50$ м (кривые 1, 2, 3 соответственно). Как видно из фиг. 4, изменение в указанных пределах существенно влияет на величину дебита скважины (при неизменной депрессии).



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

В работе [7] предлагается определить r_s из равенства расходов газа по обе стороны границы зоны стационарной фильтрации. При этом во внешней зоне ($r > r_s$) используется выражение для расхода газа в условиях стационарной фильтрации без учета выпадения конденсата.

Давление же на границе зоны стационарной фильтрации находится из условия, что газоконденсатный фактор — известная величина, определяемая составом газа во внешней зоне. На самом деле это давление отличается от p_+ , и газоконденсатный фактор на границе зоны двухфазной фильтрации должен быть найден из каких-то дополнительных условий. В рассмат-

риваемом случае, когда p , известно, определение r_s из условия равенства расходов газа по обе стороны границы зоны стационарной фильтрации дало бы следующие значения: $r_s=16$ см ($p_w=303$ ата), $r_s=37$ см ($p_w=246$ ата). В этих расчетах принималось: радиус контура пласта $r_e=1000$ м, $r_w=0.075$ м, $p(r_e)=370$ ата.

Для нахождения радиуса зоны стационарной фильтрации r_s исследование должно быть дополнено анализом течения в зоне, где жидкая фаза неподвижна, например, путем решения задачи о притоке реальной газоконденсатной смеси к скважине в нестационарной постановке. (Укажем на попытку использовать в этом направлении так называемые «квазистационарные» решения [3]). Тогда, выделив из решения область некоторого радиуса r_s , где процесс фильтрации при небольших интервалах времени, характерных для исследования скважины, близок к установившемуся, можно отождествить ее с зоной стационарной фильтрации.

Авторы благодарят В. Н. Николаевского за ценное обсуждение работы и Р. Г. Зотову за помощь в проведении расчетов.

Поступила 24 V 1972

ЛИТЕРАТУРА

1. Корогаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., «Недра», 1968.
2. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960.
3. Николаевский В. Н., Бондарев Э. А., Миркин М. И., Степанова Г. С., Терзи В. П. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М., «Недра», 1968.
4. Розенберг М. Д., Желтов Ю. П., Шовкринский Г. Ю. Исследование фильтрации многокомпонентных смесей. В сб. «Добыча нефти». Ежегодник ВНИИ, 1963. М., «Недра», 1964.
5. Гуревич Г. Р., Николаевский В. Н. Оценка некоторых вариантов разработки газоконденсатных месторождений методом материального баланса. Газовая пром-ть, 1965, № 10.
6. Kniazeff V. J., Naville S. A. Two-phase flow of relative hydrocarbons. Soc. Petrol. Engrs Journal, 1965, No. 1.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Т. А. Разработка газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1967.
8. Николаевский В. Н. К расчетам процессов фильтрации газоконденсатной смеси. Изв. АН СССР, МЖГ, 1971, № 4.
9. Временная инструкция по расчету фазовых превращений газоконденсатных систем в сепарационных установках. М., ВНИИГАЗ, 1971.
10. O'Dell H. G., Miller R. N. Successfully cycling a low-permeability high yield gas condensate reservoir. J. Petrol Technol., 1967, No. 1.
11. Катц Д. Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М., «Недра», 1965.
12. Saar N., Kobajashy R., Burrows D. Viscosity of hydrocarbon gases under pressure. J. Petrol. Technol., 1954, No. 10.
13. Dempsey T. Computer routine treats gas viscosity as a variable. Oil and Gas Journal, 1965, vol. 63, No. 33.
14. Lohrenz J., Bray B. G., Clark Ch. R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. J. Petrol. Technol., 1964, vol. 16, No. 10.
15. Сейдж Б. Х. Термодинамика многокомпонентных систем. М., «Недра», 1969.