

УДК 532.546, 553.98, 622.276

ПОВЫШЕНИЕ КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НА ИСТОЩЕНИЕ

А. Ю. КАЛУГИН

Институт гидромеханики НАН Украины, Киев

Получено 8.02.2012

Работа посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях путем регулирования дебитов действующего фонда скважин. Для того, чтобы оценить степень влияния внутрипластовых перетоков на добычу газового конденсата, рассматривается пять различных вариантов разработки месторождения для различного количества добывающих скважин с сохранением общей добычи газа, при которых объемы добычи газа, приходящиеся на одну скважину различны.

Робота присвячена проблемі збільшення видобутку газового конденсату на газоконденсатних родовищах шляхом регулювання дебітів існуючого фонду свердловин. Для того, щоб оцінити ступінь впливу внутрішньопластових перетоків на видобуток газового конденсату, розглядається п'ять різних варіантів розробки родовища з різною кількістю видобувних свердловин із збереженням сумарного видобутку газу, при яких обсяги видобутку газу, що припадають на одну свердловину різні.

The work is devoted to increasing the production of gas condensate in the condensate fields by adjusting the flow rates of existing wells. In order to assess the impact of flows on the extraction of gas condensate, we consider five different options for developing the field with a different number of wells with preservation of the total gas production, in which gas production attributable to one well different.

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение объемов и темпов добычи конденсата при разработке газоконденсатных месторождений является актуальной проблемой в развитии газодобывающей отрасли топливно-энергетического комплекса Украины. Во многих случаях начальный период освоения месторождений характеризуется разработкой на истощение, что приводит к снижению внутрипластового давления, причем при снижении давления ниже давления начала конденсации развиваются процессы внутрипластовых потерь конденсата, что переводит часть ценного энергетического сырья в труднодоступную для добычи форму и снижает эффективность разработки месторождений.

Увеличение конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений, при их разработке на истощение с помощью существующего фонда добывающих скважин при неизменном суммарном дебите месторождения, возможно за счет перераспределения фильтрационных потоков газа, которые приводят к выравниванию давления по территории месторождения и уменьшению суммарных потерь конденсата.

Работа посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях за счет регулирования дебитов дей-

ствующего фонда скважин. Для того, чтобы оценить степень влияния внутрипластовых перетоков на добычу газового конденсата рассматривается пять различных вариантов разработки месторождения с различным количеством добывающих скважин, при которых объемы добычи газа, приходящиеся на одну скважину различны, однако суммарная добыча газа остается неизменной. Оптимизация добычи достигается за счет уменьшения расходов в скважинах, расположенных недалеко друг от друга, и увеличения дебитов на периферийных скважинах.

1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Используя допущение о локальном термодинамическом равновесии фаз, справедливости обобщенного закона Дарси и пренебрегая влиянием капиллярных, диффузионных сил и гравитацией, изотермическую фильтрацию многокомпонентной смеси в газоносной толще, при работе системы эксплуатационных и нагнетательных скважин, можно описать следующей системой уравнений [1, 2]

$$h \frac{\partial(mz_i F)}{\partial t} - \operatorname{div}(k_0 h \beta_i \operatorname{grad} p) = \quad (1)$$

$$= \sum_{j=1}^N \rho_{g,i} Q_{j,i}(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j), \quad (i = \overline{1, N_C}),$$

где

$$F = (1 - S)\rho_g + S\rho_w, \quad \beta_i = \frac{\rho_g f_g y_i}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w x_i}{\mu_w}.$$

Искомые функциями плановых координат x, y и времени t , в записанных выше уравнениях, являются давление p и мольные доли углеводородных компонент в смеси x_i, y_i, z_i .

В записанной выше системе дифференциальных уравнений и в дальнейшем при математическом моделировании были использованы следующие обозначения: $p = p(x, y, t)$ – давление; x, y – плановые координаты области фильтрации; t – время; $h(x, y)$ – эффективная толщина пласта; $k_0 = k_0(x, y)$, $m = m(x, y)$ – абсолютная проницаемость и пористость; z_i – мольная доля i -го компонента в смеси; y_i, x_i – мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах, соответственно; $Q_{j,i}(t)$ – расход i -го компонента на j -ой скважине; Q_j – общий расход газа на j -ой скважине; $\rho_{g,i}$ – плотность i -го компонента в нормальных условиях; ρ_g, ρ_w – плотности газовой и жидкой фаз;

$$\delta(x - \eta_0, y - \xi_0) = \begin{cases} \infty, & \text{при } x = \eta_n, y = \xi_n \\ 0, & \text{при } x \neq \eta_n, y \neq \xi_n \end{cases}$$

– дельта-функция Дирака; η_j и ξ_j – координаты расположения j -ой скважины; N_C, N – количество компонентов в смеси и количество скважин, соответственно; M_i – молярная масса i -го компонента; W – мольная доля газовой фазы; μ_g, μ_w – вязкости газовой и жидкой фаз; M_g, M_w – молярные массы газовой и жидкой фаз; $f_g = k_g(S)/k_0$, $f_w = -k_w(S)/k_0$ – относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; $k_g(S), k_w(S)$ – проницаемости для газовой и жидкой фаз, соответственно; S – насыщенность порового пространства жидкой фазой; k_i – константа равновесия i -го компонента.

Каждое уравнение из системы уравнений (1) является уравнением неразрывности для каждого из компонент многокомпонентной смеси в дифференциальной форме при наличии источниковых членов.

Для получения однозначных решений записанных уравнений двухфазной многокомпонентной фильтрации при решении практических задач задаются начальные и граничные условия, соответствующие природным и технологическим условиям разработки газоконденсатных месторождений.

Начальные условия определяют значение неизвестных функций до начала внешних воздействий на пласт. В случае плановой фильтрации эти условия записываются в виде

$$p(x, y, 0) = p^0(x, y), \quad z_i(x, y, 0) = z_i^0(x, y), \quad (2)$$

$$(x, y) \in G,$$

где $p^0(x, y), z_i^0(x, y)$ – заданные значения искомых функций в начальный момент времени $t = 0$.

При моделировании разработки газоконденсатных месторождений в условиях замкнутого непроницаемого пласта на его контуре $\Gamma(x, y)$ чаще всего задаются граничные условия 2 рода

$$\begin{aligned} \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{(x,y) \in \Gamma} &= 0, \\ \frac{\partial z_n(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{(x,y) \in \Gamma} &= 0, \quad t > 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Таким образом, при принятых граничных условиях все изменения неизвестных функций внутри области обусловлены работой скважин (источников и стоков).

Преобразуем исходную систему (1) для получения уравнения относительно давления $p(x, y, t)$. Для этого просуммируем все уравнения системы и заменим уравнение для компонента N_C , полученным в результате суммирования уравнением баланса всей смеси. При этом воспользуемся известным соотношением [3] для мольной доли газовой фазы i -го компонента

$$y_i = \frac{\rho_{g,i} Q_{j,i}}{\rho_g Q_j}, \quad (i = \overline{1, N_C}), \quad (4)$$

и условиями нормирования состава смеси

$$\sum_{i=1}^n z_i = \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = 1. \quad (5)$$

В результате преобразований исходную систему уравнений (1) можно записать в виде:

$$\begin{aligned} h \frac{\partial(mF)}{\partial t} - \operatorname{div}(k_0 h \beta \operatorname{grad} p) &= \\ &= \sum_{j=1}^N \rho_g Q_j(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j), \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} h \frac{\partial(mz_i F)}{\partial t} - \operatorname{div}(k_0 h \beta_i \operatorname{grad} p) &= \\ &= \sum_{j=1}^N y_i \rho_g Q_j(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j), \end{aligned}$$

$$(i = 1, N_C - 1),$$

$$\text{где } F = (1 - S)\rho_g + S\rho_w, \quad \beta = \sum_{i=1}^{N_C} \beta_i.$$

Необходимо отметить, что концентрации при источниковых членах в системе уравнений (6) на

нагнетательных скважинах заданы, то есть $y_i = y_i^0$.

Введенные величины связаны дополнительными соотношениями [1, 2, 4]:

$$x_i = \frac{z_i}{1 + W(k_i - 1)}, \quad y_i = \frac{z_i k_i}{1 + W(k_i - 1)}, \quad (7)$$

$$S = \frac{(1 - W)\rho_g M_w}{(1 - W)\rho_g M_w + W\rho_w M_g},$$

где W – корень уравнения

$$\sum_{i=1}^n \frac{(k_i - 1)z_i}{1 + W(k_i - 1)} = 0, \quad (8)$$

$$k_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad M_g = \sum_{i=1}^{N_C} y_i M_i, \quad M_w = \sum_{i=1}^{N_C} x_i M_i.$$

Молярная доля W газовой фазы определяется следующим образом: если $\sum_{i=1}^{N_C} z_i k_i < 1$, то $W = 0$ (смесь находится в однофазном жидком состоянии); если $\sum_{i=1}^{N_C} \frac{z_i}{k_i} < 1$, то $W = 1$ (смесь находится в однофазном газовом состоянии). В случае, когда условия не выполняются, то W находится в интервале $(0, 1)$ и является единственным корнем уравнения концентраций (8).

Для построения замкнутой системы уравнений многокомпонентной фильтрации необходимо задать соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонент смеси и относительных фазовых проницаемостей. Зависимость плотностей газовой и жидкой фаз от давления выражается через наиболее распространенное для многокомпонентных углеводородных смесей уравнение Пенга-Робинсона [4, 5, 6]:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad V = \frac{1}{\rho}, \quad (9)$$

где p – давление (МПа), V – молярный объем ($\text{м}^3/\text{моль}$), T – температура (К), $R = 8.314$ Дж/(моль·К) – универсальная (молярная) газовая константа, a – коэффициент, который учитывает действие межмолекулярных сил притяжения ($\text{Н}\cdot\text{м}^4\cdot\text{К}/\text{моль}^2$); b – коэффициент, который учитывает (как принято считать) действие межмолекулярных сил отталкивания или так называемый молекулярный объем.

Использование уравнений состояния для расчета парожидкостного равновесия базируется на использовании строгих термодинамических соотношений и фундаментального правила равенства

летучестей каждого компонента в сосуществующих газовой и жидкостной фазах [5, 6, 7, 8]. Расчеты парожидкостного равновесия для каждого узла сетки области выполнялись на основании алгоритмов, которые изложены в работах [9, 10].

Решение уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами можно получить только с использованием численных методов и реализацией соответствующих вычислительных алгоритмов на современных ПК. Методы численного решения одномерных и многомерных задач фильтрации жидкостей (нефти и воды), а также газа без учета фазовых переходов, которые широко распространены и изложены во многих работах. Значительно меньше развиты методы решения задач многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов [7, 8].

2. АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ

На базе физико-математической модели многофазной многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи газоконденсата при разработке месторождения на истощение с целью увеличения общей добычи газового конденсата для модельного газоконденсатного месторождения. Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [11] с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также ускорить процесс сходимости.

Оптимальные расходы на каждой скважине были вычислены, как аргументы максимума функции добычи конденсата с тремя переменными

$$F(\vec{x}) : X \rightarrow R, \quad (10)$$

где $\vec{x} = (Q_1, Q_2, Q_3)$, Q_i – расход на i -й скважине, а допустимое множество $X = \{\vec{x} | Q_i \geq 0, i = 1, 2, 3\} \subset R^n$.

Тогда задача выбора оптимального режима добычи газового конденсата на истощение приводится к виду:

$$F(\vec{x}) \rightarrow \max_{\vec{x} \in X} \quad (11)$$

и представляет собой систему трех уравнений относительно искомым расходам добывающих скважин, для решения которой была разработана итерационная схема на основании метода наискорейшего спуска с дробным шагом:

$$\vec{x}^{[j+1]} = \vec{x}^{[j]} + \lambda^{[j]} \nabla F(\vec{x}^{[j]}), \quad (12)$$

где $\lambda^{[j]}$ – длина шага на j -ой итерации, а $\nabla F(\vec{x}^{[j]})$ –

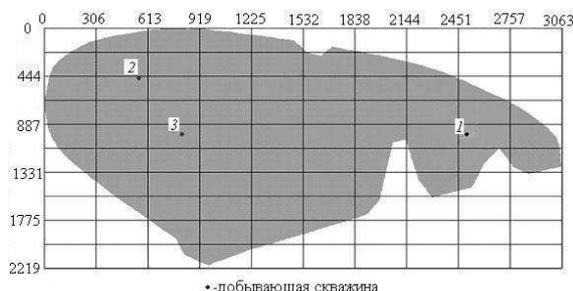


Рис. 1. Схема месторождения

градиент функции суммарной добычи за весь период разработки месторождения.

В качестве нулевого (начального) приближения $\vec{x}^{(0)}$ был выбран расход скважины $Q_1 = 6$ млн.м³/мес., соответствующий общему необходимому объему добычи газа на месторождении.

Расчет выполняется с точностью $\varepsilon = 10^{-5}$ до тех пор, пока справедливо неравенство

$$|F(\vec{x}^{[j+1]}) - F(\vec{x}^{[j]})| > \varepsilon. \quad (13)$$

В противном случае $\vec{x} = \vec{x}^{[j+1]}$ и расчет считается завершенным.

Сходимость результатов достигалась в пределах 6-ти итераций, количество которых можно было бы уменьшить за счет выбора начального приближения $\vec{x}^{(0)}$, более близкого к оптимальному.

3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Ниже приведены результаты моделирования разработки модельного месторождения для различных вариантов регулирования добычи газового конденсата в режиме на истощение с постоянной общей месячной добычи газа. Схема модельного газоконденсатного месторождения приведена на рис. 1.

Площадь залежи составляет 3.9 км², средняя эффективная толщина составляет 16.2 м, среднее значение пористости 10%, газонасыщенность – 87%, проницаемость – $11 \cdot 10^{-15}$ м².

Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе 342 г/м³. Пластовая температура 401 К. Газ жирный. Его состав: 7.33% углеводородов C₅₊, 66.88% метана, 14.35% этана, 6.10% пропана, 1.62% бугана, 0.54% азота и 3.17% диоксида углерода.

Период разработки составил 55 месяцев с начальным пластовым давлением равным 34 МПа (что соответствует давлению начала конденсации

данной смеси для каждого из вариантов). К концу периода разработки среднее давление по пласту для данного модельного месторождения приблизилось к значению давления ретроградной конденсации для данной смеси приблизительно равному 7 МПа. Таким образом, расчет проводился с максимально возможным влиянием режима добычи с учетом выпадения конденсата. Запасы газового конденсата оцениваются в 235.99 тыс.т. Были рассмотрены некоторые из возможных вариантов разработки с целью оценки влияния выпадения конденсата в процессе внутрипластовых перетоков на объемы добываемого конденсата. При этом для всех вариантов объем добываемого газа был постоянным и составлял 6 млн.м³ в месяц.

Вариант 1. Разработка совершается одной скважиной №3, дебит Q_3 которой составляет 6 млн.м³ в месяц. Суммарная добыча газового конденсата Q_{sum} при коэффициенте конденсатоизвлечения $K_{C_{5+}} = 25.65\%$ составила 60.54 тыс.т.

Вариант 2. Разработка совершается скважинами №1 и №3, с дебитами $Q_1 = 3$ млн. м³ и $Q_3 = 3$ млн. м³ в месяц, соответственно. При этом суммарная добыча газового конденсата составила – 64.73 тыс.т, а $K_{C_{5+}} = 27.43\%$.

Вариант 3. Разработка совершается всеми тремя скважинами (№1, №2 и №3). Дебит первой $Q_1 = 1$ млн. м³, второй $Q_2 = 4$ млн. м³ и третьей скважины $Q_3 = 1$ млн. м³ в месяц. При этом $Q_{sum} = 64.53$ тыс.т и $K_{C_{5+}} = 27.34\%$.

Вариант 4. Разработка совершается всеми тремя скважинами (№1, №2 и №3). Дебит первой $Q_1 = 3$ млн. м³, второй скважины $Q_2 = 2$ млн. м³ и дебит третьей $Q_3 = 1$ млн. м³ в месяц. При этом $Q_{sum} = 65.54$ тыс.т и $K_{C_{5+}} = 27.77\%$.

Вариант 5. Оптимальные расходы на каждой скважине были вычислены как аргументы максимума функции добычи конденсата с тремя переменными с помощью описанного выше метода наискорейшего спуска с дробным шагом. Для сходимости итерационного процесса потребовалось 5 итераций. Результаты вычислений на каждой итерации приведены в таблице 1.

В таблице 2 представлены результаты расчетов для всех пяти описанных выше вариантов разработки месторождения.

Таким образом, оптимальной является разработка месторождения тремя скважинами (№1, №2 и №3) с месячными расходами $Q_1 = 1.8289$ млн.м³, $Q_2 = 1.7544$ млн.м³ и $Q_3 = 2.4167$ млн.м³. При этом общая добыча газового конденсата Q_{sum} составила 67.08 тыс.т.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что путем выбора оптимального режима разра-

Табл 1.

Номер итерации	Q_1 , млн.м ³ /мес	Q_2 , млн.м ³ /мес	Q_3 , млн.м ³ /мес	Q_{sum} , тыс. т.
0	5.9600	0.0200	0.0200	60.85899
1	0.9692	0.3234	4.7074	64.35885
2	1.5562	1.6585	2.7854	66.17982
3	1.8554	1.7483	2.3962	66.87050
4	1.8289	1.7544	2.4167	67.08158
5	1.8291	1.7564	2.4145	67.08159

Табл 2.

Номер варианта	Q_1 , млн.м ³ /мес	Q_2 , млн.м ³ /мес	Q_3 , млн.м ³ /мес	Q_{sum} , тыс. т.	$K_{C_{5+}}$, %
1	–	–	6.0	60.54	25.65
2	3.0	–	3.0	64.73	27.43
3	1.0	4.0	1.0	64.53	27.34
4	3.0	2.0	1.0	64.54	27.77
5	1.8289	1.7544	2.4167	67.08	28.42

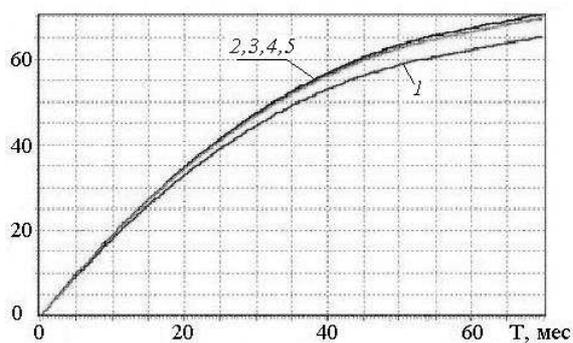


Рис. 2. График общей добычи конденсата для рассмотренных вариантов

ботки возможно значительное увеличение добычи газоконденсата. Так, например, по сравнению с первым вариантом это увеличение составляет 10.8%.

График общей добычи конденсата C_{5+} , для всех рассмотренных вариантов разработки представлен на рис. 2. Как видно из рисунка, самым неэффективным является вариант разработки месторождения одной скважиной (вариант 1), остальные рассмотренные варианты незначительно отличаются друг от друга и более близки к оптимальному.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе физико-математической модели многофазной многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи газоконденсата при разработке месторождения на истощение с целью увеличения общей добычи газового конденсата для модельного газоконденсатного месторождения. При расчетах использовался метод наискорейшего спуска.

Результаты расчетов показали, что за счет перераспределения фильтрационных потоков и обеспечения выравнивания падения давления по всей территории месторождения возможно увеличение добычи конденсата до 10%.

1. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.
2. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 331 с.
3. Шадрина Е.М. Термодинамические процессы идеальных газов: учеб. пособие/ Е.М. Шадрина, А.С. Кувшинова. – Иван. гос. хим.-технол. ун - т.: Иваново, 2011. – 84 с.
4. Калугин Ю.И., Кремез В.С., Яковлев В.В. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений // Прикладная гидромеханика. – 2007. – 9, №2-3. – С. 69–85.

5. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей .– М.: Недра, 1984.– 264 с.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем.– М.: Недра , 1982.– 407 с.
7. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др .– М.: Недра , 1988.– 335 с.
8. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа .– М.: Недра , 1973.– 335 с.
9. Калугин А.Ю. Яковлев В.В. Сравнительный анализ некоторых основных режимов разработки газоконденсатных месторождений относительно увеличения коэффициента конденсатоизвлечения на основании математического моделирования // К.: Проблемы нефтегазовой промышленности.– 2011.– 13, N 10.– С. 83–88.
10. Максимов Ю.А. Алгоритмы линейного и дискретного программирования.– М.: МИФИ, 1980.– 275 с.
11. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров // М.– Наука.– 1970.– С. 575–576.
12. І.Й. Рибчич, В.С. Кремез, Ю.І. Калугін, О.Ф. Немчин, В.В. Яковлев Оптимізація процесів конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження // Матеріали 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції.– «Нафта і газ України-2004».– 2004.– С. 15.