

УДК 532.546, 553.98, 622.276

К ВОПРОСУ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАКАЧКИ «СУХОГО» ГАЗА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РЕЖИМЕ ЧАСТИЧНОГО САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

А. Ю. КАЛУГИН

Институт гидромеханики НАН Украины, Киев
03680 Киев – 180, МСП, ул. Желябова, 8/4
email: olexiy.kalugin@gmail.com

Получено 29.03.2015

На базе физико-математической модели двухфазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи газового конденсата при разработке модельного газоконденсатного месторождения в режиме частичного сайклинг-процесса с целью увеличения его конденсатоотдачи. При расчетах использовался метод наискорейшего спуска. Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газоконденсатного месторождения при частичном сайклинг-процессе с учетом ввода в эксплуатацию новых нагнетательных скважин. Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере модельного газоконденсатного месторождения. Показано, что за счет предотвращения преждевременного прорыва «сухого» газа в добывающие скважины в оптимальном варианте возможно увеличение добычи конденсата более чем на 6%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение, конденсат, конденсатогазовый фактор, оптимизация, сухой газ, истощение, сайклинг-процесс

На базі фізико-математичної моделі двофазної багатоконпонентної фільтрації з урахуванням фазових переходів було проведено дослідження з вибору оптимального режиму видобутку газового конденсату при розробці модельного газоконденсатного родовища в режимі часткового сайклинг-процесу з метою збільшення його конденсатовіддачі. При розрахунках використовувався метод найшвидшого спуску. Розроблено алгоритм, що дозволяє оптимально керувати процесом розробки газоконденсатного родовища при частковому сайклинг-процесі з урахуванням введення в експлуатацію нових нагінатальних свердловин. Ефективність викладеного підходу продемонстровано на прикладі модельного газоконденсатного родовища. Показано, що за рахунок запобігання передчасного прориву «сухого» газу у видобувні свердловини в оптимальному варіанті можливе збільшення видобутку конденсату більш ніж на 6%.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: родовище, конденсат, конденсатогазовий фактор, оптимізація, сухий газ, виснаження, сайклинг-процес

The study of optimizing gas condensate production (in the partial cycling mode) with the aim to increase its recovery from a condensate field has been carried out on the basis of the adjusted for phase transition physico-mathematical model of diphasic multicomponent filtration. The method of steepest descent is used in calculations. The algorithm has been worked out, how to optimally manage a natural condensate field development in the partial cycling mode, if new injection wells are brought in. The efficiency of the algorithm has been illustrated by the example of the simulated condensate field. Over 6% increase in gas condensate production potential is demonstrated for the optimum alternative owing to the prevention of the dry gas breakthrough into the producing gas condensate wells.

KEY WORDS: Key words: field, condensate, condensate factor, optimization, dry gas, depletion, cycling-process

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, разработка газоконденсатных месторождений в режиме истощения приводит к снижению коэффициента конденсатоотдачи и вызывает ряд осложнений в технологических процессах добычи углеводородов.

Для предотвращения или значительного сокращения потерь конденсата в пласте в процессе разработки следует не допускать снижения пластового давления ниже давления начала конденсации. Это можно достичь путем искусственного поддержания пластового давления на уровне первоначального. С этой целью и был предложен способ рециркуляции газа, получивший название

«сайклинг-процесса» [1], впоследствии оказавшийся одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата.

В зарубежной практике кроме полного сайклинг-процесса, когда в залежь возвращается весь добытый из пласта газ, применяются различные модификации этого процесса, в частности, так называемый частичный сайклинг-процесс, предложенный канадскими исследователями [2]. Сущность его заключается в том, что в процессе циркуляции газа в пласт возвращается только часть добываемого газа. Остальное количество газа, а также весь конденсат реализуются. При частичном сайклинг-процессе давление в залежи снижается, что, в свою очередь, приводит к

частичному выделению в пласте жидкого конденсата. Однако в процессе непрерывной циркуляции «сухого» газа поры пласта с выпавшим жидким конденсатом как бы «промываются» газом, в результате чего жидкие углеводороды частично испаряются. Механизм обратного испарения жидких углеводородов нагнетаемым сухим газом приводит к существенному снижению ретроградных потерь конденсата в процессе реализации частичного сайклинг-процесса. Этим объясняется причина сравнительно небольшого расхождения в величинах фактического конденсатоизвлечения при полном и частичном сайклинг-процессах.

1. ПОСТАНОВКА И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ

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 [3–5]:

$$h \frac{\partial (m z_k F_k)}{\partial t} - \operatorname{div}(k_0 h z_k \beta_k \operatorname{grad} p) = \sum_{n=1}^{N_w} \rho_{g,k} Q_{k,n}(t) \delta(x - \eta_n, y - \xi_n), \quad (1)$$

$$(k = \overline{1, N_C}),$$

где

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

$$\beta_k = \left(\frac{\rho_g f_g k_k}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w}{\mu_w} \right) \frac{1}{1 + W(k_k - 1)},$$

$k_0 = k_0(x, y)$, $m = m(x, y)$, $h = h(x, y)$ – абсолютная проницаемость и пористость пласта; y_i, x_i – мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно; k_i – константа равновесия i -го компонента; W – мольная доля газовой фазы; ρ_g, ρ_w – плотности газовой и жидкой фаз соответственно; μ_g, μ_w – вязкости газовой и жидкой фаз соответственно; $f_g = k_g(S)/k_0$, $f_w = -k_w(S)/k_0$ – относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; $k_g(S), k_w(S)$ – проницаемости грунта для газовой и жидкой фаз, соответственно; S – насыщенность порового пространства жидкой фазы; N_C – количество компонентов в смеси; $Q_{m,i}(t)$ – расход i -го компонента в m -ой скважине; Q_j – общий расход газа на j -ой скважине; $\rho_{g,i}^{norm}$ – плотность i -го компонента в нормальных условиях;

ρ_g^{norm} – плотность смеси газа в нормальных условиях; $\delta(x - \eta_j, y - \xi_j)$ – дельта-функция Дирака; η_j и ξ_j – координаты расположения j -ой скважины; N_W – количество скважин.

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

Каждое уравнение из системы уравнений (1) является уравнением неразрывности для одного из компонент многокомпонентной смеси в дифференциальной форме при наличии источников членов, которые моделируют добычу «жирного» газа и закачку «сухого» газа.

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

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

$$(x, y) \in G, \quad (k = \overline{1, N_C}),$$

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

При моделировании разработки газоконденсатных месторождений на его контуре $\Gamma(x, y)$ чаще всего задаются условия непроницаемости

$$\left. \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x,y) \in \Gamma} = 0, \quad \left. \frac{\partial z_k(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x,y) \in \Gamma} = 0,$$

$$t > 0. \quad (3)$$

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

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:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad V = \frac{1}{\rho}, \quad (4)$$

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 межмолекулярный сил притяжения ($\text{Н}\cdot\text{м}^4\cdot\text{К}/\text{моль}^2$); b – коэффициент, учитывающий действие межмолекулярных сил отталкивания.

Более подробно постановка задачи и методика ее решения методом конечных разностей представлены в работе [6].

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ И АЛГОРИТМ ЕЕ РЕШЕНИЯ

При разработке ГКМ при заданных объемах добычи газа и/или закачки «сухого» газа (в случае разработки месторождения в режиме сайклинг-процесса), как правило, существует возможность перераспределения расходов (отбора и закачки) газа по скважинам при сохранении плановых месячных уровней без ущерба для условий промышленной подготовки. Данное перераспределение может быть осуществлено целенаправленно для регулирования процесса разработки ГКМ с целью повышения добычи газового конденсата.

Требуется оптимизировать распределение заданного объема закачки газа по скважинам в течение заданного периода времени T_{onm} с целью максимизации объема извлеченного газового конденсата.

Пусть в газоконденсатной залежи имеется N нагнетательных скважин. Запланированный уровень нагнетания обозначим $Q_{sum}(t)$, а объемы нагнетания по скважинам – $Q_i(t)$ ($i = \overline{1, N}$), т.е.

$$Q_{sum} = \sum_{i=1}^N Q_i. \quad (5)$$

На каждую из величин $Q_i(t)$ может накладываться ограничение, обусловленное нагнетательными возможностями скважины.

Таким образом, задача о распределении объема нагнетания газа с целью достижения максимальной добычи газового конденсата за выбранный период времени T_{onm} формулируется как оптимизационная: требуется найти распределение закачки газа по фонду нагнетательных скважин, которое в каждый момент времени обеспечивает максимум целевой функции (добыча газоконденсата):

$$\begin{cases} \Phi(\vec{x}) \rightarrow \max_{\vec{x} \in X} \\ Q_{sum} = \sum_{i=1}^N Q_i, \end{cases} \quad (6)$$

где $\vec{x} = (Q_1, Q_2, \dots, Q_n)$, Q_i – расход i -й скважины, а допустимое множество $X = \{\vec{x} | Q_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, n\} \in R^n$, n – количество скважин работающих на текущий момент разработки.

Для расчета использовался метод наискорейшего спуска с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также достигнуть сходимости процесса. Более подробно алгоритм решения задачи представлен в работе [6].

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННЫХ РАСЧЕТОВ

Решение поставленной задачи реализовано на примере модельного газоконденсатного месторождения (рис.1) со следующими характеристиками. Площадь залежи составляет 3.9 км^2 , средняя эффективная толщина составляет 45.0 м , среднее значение пористости 10% , газонасыщенность – 87% , проницаемость – $11 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе $342 \text{ г}/\text{м}^3$. Пластовая температура 401 К . Газ жирный. Его состав: 7.33% углеводородов C_{5+} , 66.88% метана, 14.35% этана, 6.10% пропана, 1.62% бутана, 0.54% азота и 3.17% диоксида углерода. После прохождения газа через сепаратные установки и отбора жирных углеводородов C_{5+} , часть газа закачивалась обратно в пласт. Этот газ условно принято называть «сухим».

Эксплуатация месторождения в режиме частичного сайклинг-процесса осуществлялась с самого начала разработки месторождения. Суммарный расчетный период составил 30 месяцев. Разработка месторождения проводилась шестью скважинами: тремя добывающими и тремя нагнетательными. Расположение скважин выбрано достаточно произвольным. Предполагалось, что общая месячная закачка «сухого» газа менялась во времени на протяжении всего периода разработки и при этом учитывалась возможность ввода в эксплуатацию новых нагнетательных скважин. Каждые 10 месяцев в разработку месторождения включалась новая нагнетательная скважина таким образом, чтобы суммарный месячный объем закачки «сухого» газа увеличивался на $3 \text{ млн. м}^3/\text{мес}$. Суммарный дебит добывающих скважин был принят $12 \text{ млн. м}^3/\text{мес}$. таким образом, что $Q_1 = 4 \text{ млн. м}^3/\text{мес}$, $Q_2 = 4 \text{ млн. м}^3/\text{мес}$. и $Q_3 = 4 \text{ млн. м}^3/\text{мес}$. Дебиты всех скважин были приняты неизменными в течение всего периода разработки месторождения. За этот период давление по пласту снизилось с 34 МПа до 28.6 МПа . За-

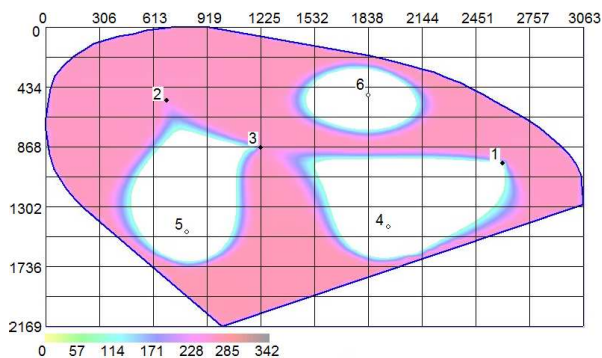


Рис. 1. Распределение КГФ на модельном месторождении после 30 месяцев разработки для 1 варианта

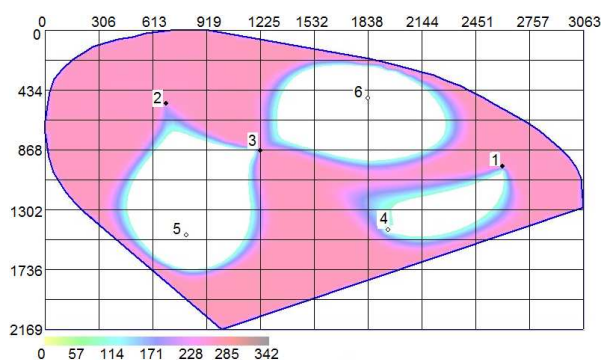


Рис. 2. Распределение КГФ на модельном месторождении после 30 месяцев разработки для 2 варианта (оптимального)

дача состояла в том, чтобы задать такие объемы закачки «сухого» газа скважинами №4, №5 и №6, при которых добыча газового конденсата была бы максимальной.

В рамках исследования были проведены два варианта расчета разработки модельного месторождения, в том числе оптимальный, для одного и того же фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин, причем режим работы добывающих скважин для обоих вариантов одинаков.

Вариант 1. Дебит каждой из добывающих скважин составлял $4 \text{ млн. м}^3/\text{мес.}$ и оставался неизменным в течение всего процесса разработки месторождения. Каждые 10 месяцев в разработку месторождения включалась новая нагнетательная скважина с расходом $3 \text{ млн. м}^3/\text{мес.}$ таким образом, чтобы суммарный месячный объем закачки «сухого» газа увеличивался на $3 \text{ млн. м}^3/\text{мес.}$ Для этого варианта разработки общая добыча газоконденсата за 30 месяцев составила $Q_{sum} = 94.894 \text{ тыс. т.}$

На рис. 1. показано распределение конденсатогазового фактора (КГФ) на модельном месторо-

ждении после 30 месяцев эксплуатации для 1 варианта разработки. Результаты численного эксперимента свидетельствуют о том, что в этом варианте прорыв фронта «сухого» газа наступил на скважине №1 на 21 месяце, что в свою очередь привело к снижению общей добычи газового конденсата. Прорыв на скважинах №2 и №3 к концу периода разработки так и не наступил, что позволило продолжить извлечение жирного газа вплоть до 30 месяца. Из рис. 1 видно, что дебит закачки газа на скважину №6 можно было увеличить, так как фронт «сухого» газа находился на значительном расстоянии от эксплуатационных скважин.

Вариант 2. Разработка осуществляется также, как и для первого варианта тремя добывающими скважинами и тремя нагнетательными. Режим работы эксплуатационных скважин аналогичен первому варианту. Каждые 10 месяцев в разработку месторождения включалась новая нагнетательная скважина таким образом, чтобы суммарный месячный объем закачки «сухого» газа увеличивался на $3 \text{ млн. м}^3/\text{мес.}$, при этом на этапе включения новой скважины с помощью программно-аппаратного комплекса проводится перерасчет оптимального распределения объемов закачки для действующего фонда нагнетательных скважин. Таким образом, при выборе оптимального режима добычи газового конденсата в рамках частичного сайклинг-процесса расчет оптимального распределения расходов для действующего фонда нагнетательных скважин проводился на каждый новый период в 10 месяцев. Для оптимального варианта разработки общая добыча газового конденсата составила $Q_{sum} = 100.815 \text{ тыс. т.}$ Исходные данные и результаты расчетов по каждому 10-месячному периоду разработки для различных вариантов разработки модельного месторождения представлены в таблице 1.

Из рис. 4. видно, что чем раньше происходит прорыв «сухого» газа на скважинах, тем стремительнее падает месячная добыча газового конденсата. Результаты расчетов для обоих вариантов, представленные в виде графиков на рис. 3 и рис. 4, свидетельствуют о том, что вариант 2 (оптимальный) по сравнению с вариантом расчета с равномерным распределением объемов закачки за весь расчетный период позволил увеличить добычу газоконденсата на 5.92 тыс. т. , т.е. на 6.24% .

На рис. 2. показано распределение КГФ на месторождении после 30 месяцев эксплуатации для оптимального варианта разработки. Очевидно, что прорыв «сухого» газа на конец расчетного периода ни на одной из скважин так и не наступил. Об этом же свидетельствует график месячной

Табл. 1. Исходные данные и результаты расчетов для различных вариантов разработки ГКМ в рамках частичного сайклинг-процесса

Период разработки	Дебит нагнетательной скважины, млн.м ³ /мес.						Q _{sum} , тыс.т.	
	Q ₄		Q ₅		Q ₆		1 вар.	опт.
	1 вар.	опт.	1 вар.	опт.	1 вар.	опт.		
с 1-го по 10-й месяц	3.00	3.0000	-	-	-	-	36.945	36.990
с 11-го по 20-й месяц	3.00	0.8513	3.00	5.1487	-	-	69.924	70.100
с 21-го по 30-й месяц	3.00	-	3.00	2.1225	3.00	6.8775	94.895	100.815

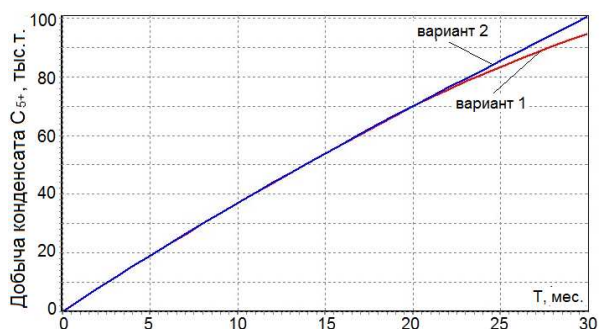


Рис. 3. Общая добыча газоконденсата для двух вариантов разработки месторождения

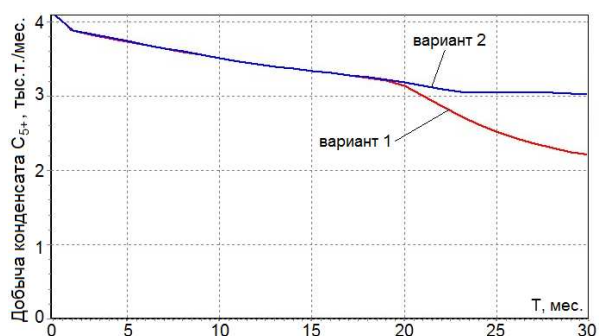


Рис. 4. Месячная добыча газоконденсата для двух вариантов разработки месторождения

добычи газового конденсата для оптимального варианта разработки, представленный на рис. 3. Как видно из таблицы 1, для предотвращения прорыва «сухого» газа в скважину №1 на третьем этапе разработки (с 21-го по 30-й месяц) скважину №4 пришлось отключить.

ВЫВОДЫ

На базе физико-математической модели двухфазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи газового конденсата при разработке модельного газоконденсатного месторождения в режиме ча-

стичного сайклинг-процесса с целью увеличения его конденсатоотдачи. При расчетах использовался метод наискорейшего спуска.

Разработан алгоритм, позволяющий оптимально управлять процессом разработки газоконденсатного месторождения при частичном сайклинг-процессе с учетом ввода в эксплуатацию новых нагнетательных скважин.

Эффективность изложенного подхода продемонстрирована на примере модельного газоконденсатного месторождения. Показано, что за счет предотвращения преждевременного прорыва «сухого» газа в добывающие скважины в оптимальном варианте возможно увеличение добычи конденсата более чем на 6%.

Результаты численного моделирования свидетельствуют о возможности использования разработанной модели и программ оптимизации для решения задач управления разработкой газоконденсатного месторождения с целью увеличения добычи газового конденсата при сайклинг-процессе.

1. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М.: Недра, 1996. – 240 с.
2. Harouaka A.S., Al - Hashim H.S. Hydrocarbons Injection To Improve Recovery From Gas Condensate Reservoirs: A Simulation Approach // SPE Gas Technology Symposium, 30 April - 2 May 2002, Calgary, Alberta, Canada. – 2002. – SPE 75675. – P. 38–40.
3. Калугин Ю.И., Кремес В.С., Яковлев В.В. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений // Прикладная гидромеханика. – 2007. – 9, №2-3. – С. 69–85.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 660 с.
5. Закиров С.Н. О нефте-, газо- и конденсатоотдаче пласта // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С. 38–40.
6. Калугин Ю.И., Яковлев В.В., Калугин А.Ю. Оптимизация разработки газоконденсатных месторождений // Прикладная гидромеханика. – 2015. – 1. – С. 37–52.