

УДК 532.546, 553.98, 622.276

УВЕЛИЧЕНИЕ КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ ГАЗА

А.Ю. Калугин

Институт гидромеханики НАН Украины, 03057, Киев, ул. Желябова, 8/4,
тел. (044) 4564313, e-mail: olexiy.kalugin@gmail.com

Робота присвячена проблемі збільшення видобутку газового конденсату на газоконденсатних родовищах. Запропоновано алгоритм оптимального розподілу відборів газу з урахуванням запуску і зупинки свердловин діючого фонду при розробці родовища на виснаження. Критерієм оптимальності є максимальне значення видобутого газоконденсату. Для оцінки впливу внутрішньопластових перетоків на видобуток газового конденсату розглянуті кілька варіантів (в тому числі і оптимальний) розробки родовища для різних розподілів відборів газу на свердловинах.

Ключові слова: газоконденсат, конденсатовіддача, вилучення конденсату, видобуток на виснаження, випадіння конденсату, фільтраційні потоки, газовий конденсат, розподіл відборів газу.

Робота посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях. Предложен алгоритм оптимального распределения отборов газа с учетом запуска и остановки скважин действующего фонда при разработке месторождения на истощение. Критерием оптимальности является максимальное количество извлеченного газоконденсата. Для оценки влияния внутрискважинных перетоков на добычу газового конденсата рассмотрены несколько вариантов (в том числе и оптимальный) разработки месторождения для различных распределений отборов газа на скважинах.

Ключевые слова: газоконденсат, конденсатоотдача, извлечения конденсата, добыча на истощение, выпадение конденсата, фильтрационные потоки, газовый конденсат, распределение отборов газа.

The work is devoted to the increase of gas condensate in the condensate fields. The algorithm for the optimal distribution of the gas sampling taking into account the start-up and shut-in of the current fund wells the while developing of the field for depletion was proposed. The maximum amount of condensate recovery camber used as the optimality criterion. To assess the effect of the intrastate flows of gas condensate recovery several options of (including optimal) development of the field for different distributions of gas wells selections.

Key words: condensate, condensate recovery, production for depletion, condensation, filtration flows, gas condensate, the distribution of the gas sampling

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений при их разработке на истощение на базе существующего фонда добывающих скважин при неизменном суммарном дебите месторождения возможно за счет перераспределения фильтрационных потоков газа, что приводит 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 действующего фонда скважин. Для того, чтобы оценить степень влияния внутрискважинных перетоков на добычу газового конденсата рассматривается три различных варианта 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. Для тестовой реализации предложенного метода оптимизации была использована следующая геолого-гидродинамическая модель.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Сложность процессов многофазной фильтрации, происходящих в неоднородных пластах, определяет необходимость применения гидродинамического моделирования при решении задач оптимального управления. Такое моделирование позволяет учесть слоисто-зональную неоднородность пласта, геометрическую форму залежи, характеристики пластовой водонапорной системы, изменение относительных фазовых проницаемостей и свойств флюидов, расположение скважин и их интерференцию.

Сложность поставленной оптимизационной задачи обусловлена большим количеством искомых переменных и нелинейным видом целевой функции. Для ее решения использовался метод наискорейшего спуска [1]. Очевидно что, метод решения представляет собой объединение алгоритмов оптимизации и решения уравнений многофазной фильтрации. Для реализации приведенного метода создана программа в среде Delphi.

Поведение многокомпонентной смеси в газоносной толще, при работе системы эксплуатационных можно описать следующей системой уравнений [2, 3]

$$h \frac{\partial(mz_i F_i)}{\partial t} - \text{div}(k_0 h z_i \beta_i \text{grad } p) = \sum_{j=1}^{N_w} y_j \rho_{\text{нов}} Q_j(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j),$$

$$i = \overline{1, N_C}, \quad (1)$$

где $F_i = \frac{(1-S)k_i \rho_g + S \rho_w}{1+W(k_i-1)}$;

$$\beta_i = \left(\frac{\rho_g f_g k_i}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w}{\mu_w} \right) \frac{1}{1+W(k_i-1)};$$

$p = p(x, y, t)$ – 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;

W – мольная доля газовой фазы;

Q_j – общий расход газа на j -ой скважине;

$\rho_{\text{нов}}$ – плотность смеси газа в нормальных условиях;

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

– дельта-функция Дирака;

η_j и ξ_j – координаты расположения j -ой скважины;

N_C, N_W – количество компонентов в смеси и количество скважин соответственно;

ρ_g, ρ_w – плотности газовой и жидкой фаз;

S – насыщенность порового пространства жидкой фазы;

Искомыми 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 . Более подробно постановка задачи многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и ее решение численными методами описана в работах [4, 5, 6].

На базе вышеупомянутой физико-математической модели было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи на истощение с целью увеличения общей добычи газового конденсата для модельного газоконденсатного месторождения. Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [1, 4, 7, 8] с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также достигнуть сходимости.

Оптимальные расходы на скважинах учитывались программно-аппаратным компле-

ксом каждый раз как только включалась/выключалась в работу хотя бы одна скважина или менялся общий дебит добычи газа для фонда скважин по сравнению с предыдущим месяцем разработки. В данной статье расходы действующего фонда скважин были вычислены, как аргументы максимума функции добычи конденсата n переменными, где n – количество скважин работающих на текущий момент разработки.

$$F(\bar{x}): X \rightarrow R, \quad (2)$$

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

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

$$F(\bar{x}) \rightarrow \max_{\bar{x} \in X} \quad (3)$$

и представляет собой систему n уравнений относительно искомым расходов Q_1, Q_2, \dots, Q_n добывающих скважин, для решения которой была разработана итерационная схема на основании метода наискорейшего спуска с дробным шагом:

$$\bar{x}^{[j+1]} = \bar{x}^{[j]} + \lambda^{[j]} \nabla F(\bar{x}^{[j]}), \quad (4)$$

где $\lambda^{[j]}$ – длина шага на j -ой итерации, а $\nabla F(\bar{x}^{[j]})$ – градиент функции суммарной добычи за весь период разработки месторождения.

В качестве нулевого (начального) приближения $\bar{x}^{(0)}$ был выбран расход скважины на каждый расчетный период выбирался Q_1, Q_2, \dots, Q_k с предыдущего момента времени а, $Q_{k+1} = 7$ млн. м³/мес., соответствующий общему необходимому объему добычи газа на месторождении.

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

$$|F(\bar{x}^{[j+1]}) - F(\bar{x}^{[j]})| > \varepsilon. \quad (5)$$

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

Сходимость результатов достигалась в пределах 15-ти итераций, количество которых можно было бы уменьшить за счет выбора начального приближения $\bar{x}^{(0)}$, более близкого к оптимальному.

РЕЗУЛЬТАТЫ И АНАЛИЗ

Ниже приведены результаты оптимизации добычи газового конденсата при разработке модельного месторождения для различных вариантов регулирования добычи газового конденсата в режиме на истощение.

Модельная область месторождения имеет форму квадрата площадью 3×3 км², а скважи-

ны расположены также в узлах квадрата, на одинаковом расстоянии друг от друга с пятой скважиной в центре квадрата. Средняя эффективная толщина составляет 40 м, среднее значение пористости 10%, проницаемость – $11 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Предполагается, что пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе 342 г/м^3 . Пластовая температура 401 К. Состав газа: 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. Схема модельного газоконденсатного месторождения приведена на рис. 1.

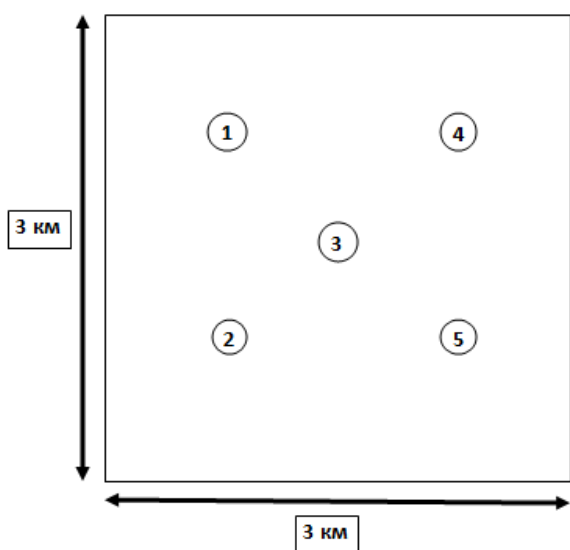


Рисунок 1 – Схема месторождения

Суммарный расчетный период составил 40 месяцев. За этот период давление по пласту снизилось с 34 МПа до 6,7 МПа. Каждые 10 месяцев в разработку месторождения включалась новая скважина таким образом, чтобы суммарный месячный дебит газа увеличивался на 7 млн. м^3 . Порядок включения скважин с указанием запланированного общего дебита газа для действующего фонда скважин представлен в таблице 1.

Таблица 1

Период разработки	Работающие скважины	Общая добыча газа, млн. $\text{м}^3/\text{мес}$.
1-10 месяца	№1-2	14.0
11-20 месяца	№1-3	21.0
21-30 месяца	№1-4	28.0
31-40 месяца	№1-5	35.0

В каждом из периодов расход по отдельно взятой скважине оставался постоянным. Было проведено три прогнозных расчета с учетом наиболее оптимального по суммарной добычи газоконденсата. В случае с выбором оптимального режима добычи на истощение, при каж-

дом новом изменении постоянной общей месячной добычи газа с помощью программно-аппаратного комплекса проводился расчет оптимального распределения расходов для действующего фонда скважин. Блок схема алгоритма представлена на рис. 2

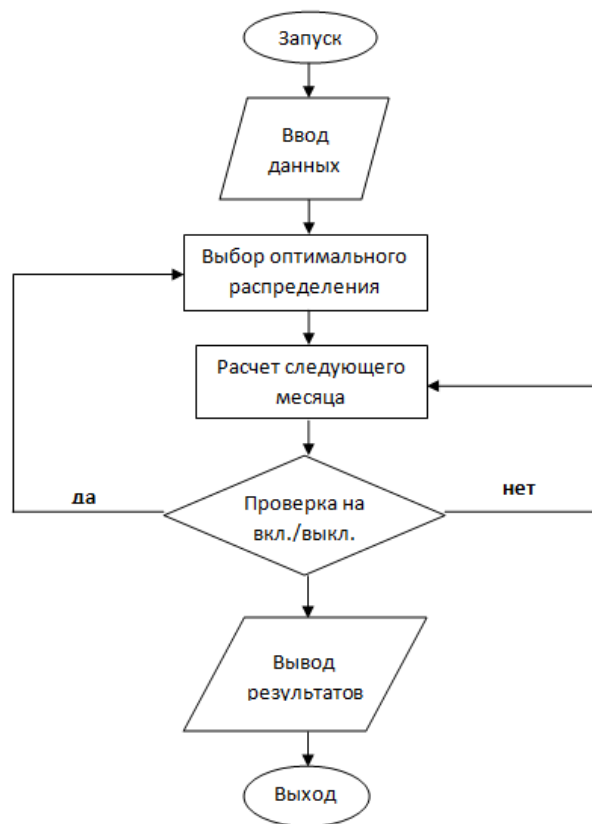


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма

Вариант 1. Разработка совершается пятью скважинами согласно порядку, представленному в таблице 1 с постоянным дебитом до момента включения новой скважины в разработку. Причем дебиты скважин на протяжении каждого периода выбраны таким образом, чтобы обеспечить большие внутрипластовые перетоки, которые приводят к увеличению выпадения конденсата. В таблице 2 приведён порядок включения скважин в разработку, расходы на каждую скважину, а также количество добытого газового конденсата за указанный период разработки.

Вариант 2. Разработка осуществляется пятью скважинами, согласно порядку, представленному в таблице 1 с постоянными дебитами на весь период разработки газоконденсатного месторождения. Таким образом, каждая работающая скважина добывает по 7 млн. м^3 газоконденсата ежемесячно.

В этом случае пластовые перетоки существенно уменьшаются, однако они не будут оптимальными.

Вариант 3. Последний вариант расчета является оптимальным с точки зрения максимизации извлечения добываемого конденсата. Добыча осуществляется также пятью скважинами согласно описанному порядку в таблице 1. На

Таблица 2

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	6.0000	8.0000	-	-	-	25.01761
с 11-го по 20-ый месяц	8.0000	9.0000	4.0000	-	-	55.37120
с 21-го по 30-ый месяц	7.0000	6.0000	10.0000	5.0000	-	89.08019
с 31-го по 40-ый месяц	9.0000	9.0000	7.0000	5.0000	5.0000	115.57477

Таблица 3

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	7.0000	7.0000	-	-	-	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	-	-	57.79102
с 21-го по 30-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	-	91.84321
с 31-го по 40-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	118.26559

Таблица 4

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	7.0000	7.0000	-	-	-	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	5.2052	5.2053	10.5895	-	-	58.36081
с 21-го по 30-ый месяц	5.0351	5.0350	7.6415	10.2884	-	92.48941
с 31-го по 40-ый месяц	5.6015	6.4304	8.3853	3.6506	10.9322	119.03186

этапе включения новой скважин производится перерасчет оптимальных расходов с сохранением общего объема добычи согласно блок-схемы (рис. 2). В таблице 4 приведены оптимальные расходы для добычи газоконденсата с точностью 10⁻⁴.

Из таблицы 4 следует, что наиболее оптимальный вариант - это увеличить нагрузку на новую скважину и, наоборот, уменьшить нагрузку для действующих до момента включения скважин. Следует заметить также, что в связи симметричностью области месторождения и симметричностью расположения скважин до 31-го месяца разработки для скважин №1 и №2 (рис. 1) самым выгодным оставался режим, при котором добыча на этих скважинах оставалась одинаковой. После 10-месячной работы скважины №4 симметричность поля давлений, влияющего на выпадение конденсата в жидкую фазу, была нарушена. Таким образом, последовало увеличение нагрузки на скважину №2.

Примечательно, что даже для симметричной области и при симметричном распределении расходов удалось достигнуть некоторого увеличения количества извлекаемого газоконденсата за счет выбора оптимального режима разработки действующего фонда скважин, по сравнению с вариантом 2.

Для несимметричной области результаты применения оптимизации могут быть более значительными [4] и достигать увеличения годовой добычи конденсата на 10% общего объема.

Сравнительная таблица общей добычи газоконденсата по каждому 10-месячному периоду разработки месторождения на истощение выглядит следующим образом (таблица 5).

Таким образом, вариант 3 (оптимальный) по сравнению с вариантами расчета 1 и 2 за весь расчетный период позволил увеличить добычу конденсата на 2,99% и 0,65% соответственно.

Таблица 5

Период разработки	Суммарная добыча (тыс. т.)		
	Вариант 1.	Вариант 2.	Вариант 3.
с 1-го по 10-ый месяц	25.01761 (-0,61%)	25.17550 (0%)	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	55.37120 (-5,12%)	57.79102 (-0,97%)	58.36081
с 21-го по 30-ый месяц	89.08019 (-3,68%)	91.84321 (-0,69%)	92.48941
с 31-го по 40-ый месяц	115.57477 (-2,91%)	118.26559 (-0,64%)	119.03186

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Результаты численного моделирования показывают возможность использования разработанной модели и программ оптимизации для решения задач управления разработкой газоконденсатного месторождения с целью увеличения добычи газового конденсата.

За счет уменьшения внутрипластовых перетоков и предотвращения дополнительного выпадения конденсата, даже для симметричного однородного месторождения с симметричным расположением скважин возможен выбор оптимального варианта, учитывающий включение и выключение скважин в процессе добычи на истощение.

Литература

- 1 Гилл Ф. Практическая оптимизация / Ф.Гилл, У.Мюррей, М.Райт. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
- 2 Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 659 с.
- 3 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 331 с.
- 4 Калугин А.Ю. Повышение конденсатоизвлечения из газоконденсатных месторождения путем регулирования разработки разработки на истощение // Прикладная гидромеханика. – 2012 – 14, № 2. – С. 17-22.
- 5 Калугин А.Ю. Сравнительный анализ некоторых основных режимов разработки газоконденсатных месторождений относительно увеличения коэффициента конденсатоизвлечения на основании математического моделирования / А.Ю. Калугин, В.В. Яковлев // Проблемы нефтегазовой промышленности. – 2011. – 13, № 10.

6 Калугин Ю.И. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений / Ю.И. Калугин, В.С.Кремез, В.В.Яковлев // Прикладная гидромеханика. – 2007. – 9, №2-3. – С. 69-85.

7 Максимов Ю.А. Алгоритмы линейного и дискретного программирования / Ю.А. Максимов. – М.: МИФИ, 1980. – 332 с.

8 Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г.Корн, Т.Корн. – М.: Наука, 1970. – 576 с.

9 Шадрина Е.М. Термодинамические процессы идеальных газов: учебное пособие / Е.М. Шадрина, А.С. Кувшинова. – Иваново: Издат. Иван. гос. хим.-технол. ун-та., 2011. – 84 с.

10 Гуревич Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И.Брусилковский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

11 Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х.Азиз, Э.Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

12 Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон [и др.] – М.: Недра, 1988. – 335 с.

13 Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М.Д.Розенберг, С.А.Кундин. – М.: Недра, 1973. – 335 с.

14 Оптимізація процесів конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження / І.Й. Рибчич, В.С. Кремез, Ю.І. Калугін [и др.] // Матеріали 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004». – Київ, 2004.

Стаття надійшла до редакційної колегії
09.10.12
Рекомендована до друку професором
Яковлєвим В.В.