

УДК 532.546, 553.98, 622.276

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА НА КОТЕЛЕВСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПУТЕМ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ ГАЗА

А. Ю. КАЛУГИН, В. В. ЯКОВЛЕВ

Институт гидромеханики НАН Украины, Киев
03680 Киев – 180, МСП, ул. Желябова, 8/4
vvyak@yandex.ru

Получено 8.07.2013

Работа посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях. Предложенный алгоритм оптимального распределения отборов газа с учетом запуска и остановки скважин действующего фонда использован на примере Котелевского газоконденсатного месторождения при разработке только на истощение. Критерием оптимальности является максимум извлеченного газового конденсата. Для оценки влияния внутрипластовых перетоков на добычу газового конденсата рассмотрены несколько вариантов (в том числе и оптимальный) разработки месторождения для различных перераспределений отборов газа скважинами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газовый конденсат, оптимальный режим добычи, оптимизация, регулирование добычи, добыча на истощение, добыча конденсата

Работа посвящена проблеме збільшення видобутку газового конденсату на газоконденсатних родовищах. Запропонований алгоритм оптимального розподілу відборів газу з урахуванням запуску і зупинки свердловин діючого фонду використаний на прикладі діючого Котелевського газоконденсатного родовища при розробці тільки на виснаження. Критерієм оптимальності є максимум добутого газового конденсату. Для оцінки впливу внутрішньопластових перетоків на видобуток газового конденсату розглянуті кілька варіантів (в тому числі і оптимальний) розробки родовища для різних перерозподілів відборів газу на свердловинах.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: газовий конденсат, оптимальний режим видобування, оптимізація, регулювання видобування, видобування на виснаження, видобування конденсату

The work is devoted to the increase of gas condensate from gas condensate fields. Proposed algorithm for optimal distribution of gas production with the start and stop operating fund of wells used by the example of the current Kotelevskaya gas condensate field in the development of attrition only. The optimality criterion is the maximum of the recovered condensate. To assess the effect of intra flows for production of gas condensate considered several options (including the optimal) development of the field for different allocations of gas production at the wells.

KEY WORDS: gas condensate, the optimal mode of production, optimization, regulation of production, production depletion, production of condensate

ВВЕДЕНИЕ

Одной из существенных проблем разработки газоконденсатных месторождений является повышение конденсатоотдачи пластов. Разработка газоконденсатных месторождений на истощение сопровождается понижением пластового давления и ретроградной конденсацией высококипящих углеводородов C_{5+} (конденсата) с выпадением части из них в жидкую фазу и потерей их в пластах, вследствие того, что выпавший в пластах конденсат оказывается неподвижным и не вовлекается в процесс фильтрации. Как результат, в пластах разрабатываемых месторождений остается до 30–60% начальных запасов конденсата. Очевидно, что увеличение конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений, при их разработке на истощение с помощью существующего фонда добывающих скважин при неизменном суммарном деби-

те месторождения, возможно за счет перераспределения фильтрационных потоков газа, которые приводят к выравниванию давления по территории месторождения и уменьшению суммарных потерь конденсата [1].

Поиск наилучшего варианта разработки месторождения газа обычно осуществляется на основе перебора некоторого количества вариантов. Очевидна проблематичность того, что в результате подобного перебора будет найден действительно оптимальный вариант разработки. Цель данной работы – разработка алгоритма, позволяющего найти такое распределение дебитов газа по эксплуатационному фонду скважин в период постоянной добычи, которое удовлетворяло бы заданному критерию оптимальности. В качестве критерия оптимальности выбрана максимизация суммарной добычи фракции C_{5+} по скважинам [2, 3].

В работе предложен новый методический при-

ем решения задачи регулирования разработки месторождений природных углеводородов в оптимизационной постановке. Соответствующий подход предполагает на каждом временном шаге использование решения задачи оптимизации совместно с решением задачи фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами. В качестве процедуры оптимизации используется метод наискорейшего спуска.

1. 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, изменение относительных фазовых проницаемостей и свойств флюидов, расположение скважин и влияние фильтрационных потоков.

Поведение многокомпонентной смеси в газонесущей толще при работе эксплуатационных скважин можно описать следующей системой уравнений [4–7]

$$h \frac{\partial (mz_i F_i)}{\partial t} - \operatorname{div} (k_0 h z_i \beta_i \operatorname{grad} p) = \sum_{j=1}^{N_w} y_i \rho_n Q_j(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j), \quad i = \overline{1, N_C}, \quad (1)$$

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; ρ_n – плотность смеси газа в нормальных условиях;

$$\delta(x - \eta_j, y - \xi_j) = \begin{cases} \infty, & \text{при } x = \eta_j, \quad y = \xi_j \\ 0, & \text{при } x \neq \eta_j, \quad y \neq \xi_j \end{cases}$$

– 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.

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 . Более подробно постановка задачи многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и ее решение численными методами описана в работах [8–10].

На базе вышеупомянутой физико-математической модели было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи на истощение с целью увеличения общей добычи газового конденсата для Котелевского газоконденсатного месторождения. Сложность поставленной оптимизационной задачи обусловлена большим количеством искомых переменных и нелинейным видом целевой функции. Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [11–13] с дробным шагом, который позволил достигнуть сходимости. Очевидно, что метод решения представляет собой объединение алгоритмов оптимизации и решения уравнений многофазной фильтрации с фазовыми переходами. Для реализации приведенного метода создана программа в среде Delphi.

Оптимальные расходы на скважинах пересчитывались программно-аппаратным комплексом 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:

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

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

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

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

и представляет собой систему n уравнений относительно искомых 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:

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

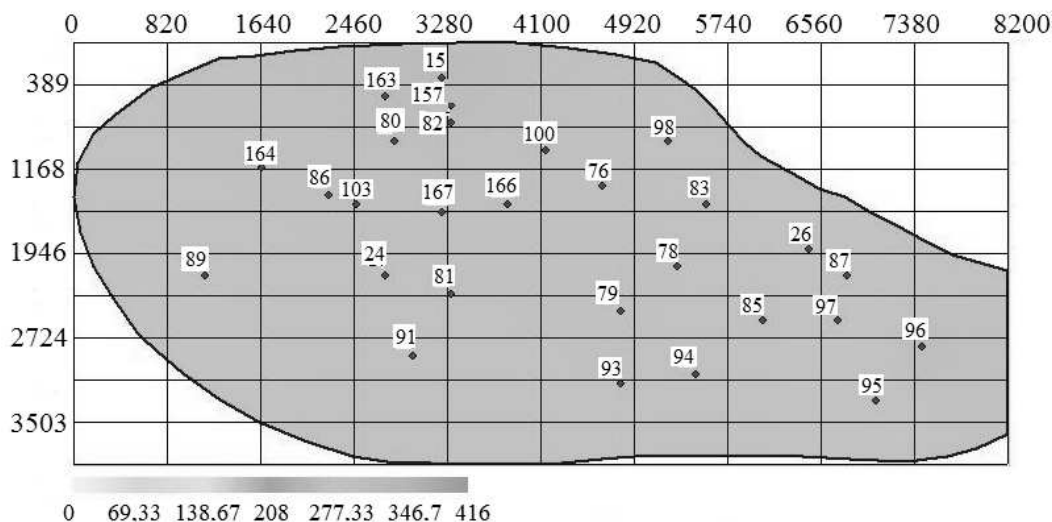


Рис. 1. Схема месторождения

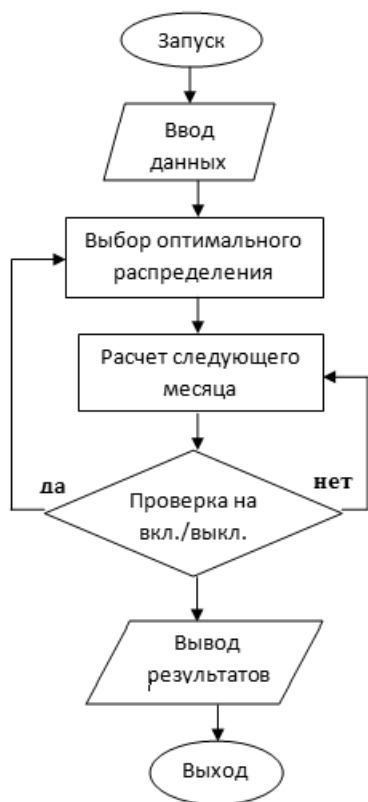


Рис. 2. Блок-схема

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

В качестве нулевого (начального) приближения

$\vec{x}^{(0)}$ были выбраны расходы скважин Q_1, Q_2, \dots, Q_k согласно натурным данным для Котелевского месторождения.

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

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

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

Сходимость результатов достигалась в пределах 15-ти итераций при работе 4–5 скважин и 30 итераций при работе 7–8 скважин, количество которых можно было бы уменьшить за счет выбора начального приближения $\vec{x}^{(0)}$, более близкого к оптимальному.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И АНАЛИЗ

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

Чтобы оценить степень влияния внутрипластовых перетоков на добычу газового конденсата, рассматривались три 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 пе-

риферийних скважинах.

Площадь области месторождения составляет 27.9 км². За расчетный период разработка месторождения на истощение проводилась сначала четырьмя скважинами, а затем количество работающих скважин было увеличено до восьми. Толщина пласта – 173 м, средняя эффективная толщина пласта – 66.3 м, среднее значение пористости – 12.9%, проницаемость – $141 \cdot 10^{-15}$ м².

Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким начальным содержанием конденсата в пластовом газе 416.9 г/м³. Пластовая температура 401°К. Состав газа: 6.01% углеводородов C₅₊, 77% метана, 8.10% этана, 4.46% пропана, 1.11% бутана, 0.96% азота и 1.74% диоксида углерода. Схема Котелевского газоконденсатного месторождения приведена на рис. 1.

Согласно натурным данным, добыча началась в 1993-м году на четырех скважинах. Для расчета оптимального режима работы месторождения на истощение были выбраны только добывающие скважины, а нагнетающие были отключены. Суммарный расчетный период составил 63 месяца. За все расчетное время разработки добыча велась восьмью различными скважинами. Порядок включения скважин с указанием запланированного дебита газа для каждой из действующих скважин соответствует реальным натурным дебитам Котелевского месторождения и представлен в таблице 1.

В каждом из периодов расход по отдельно взятой скважине не оставался постоянным. Был проведен прогнозный расчет с целью выбора оптимального режима, при котором общая добыча газового конденсата будет максимальной. В процессе расчета режима добычи на истощение при каждом новом изменении общей месячной добычи газа с помощью программно-аппаратного комплекса проводился расчет оптимального перераспределения расходов для действующего фонда скважин. Блок-схема алгоритма представлена на рис. 2.

Таким образом, даже при незначительном изменении общего расхода для всего фонда скважин в сравнении с прошлым месяцем или изменения количества работающих скважин проводился перерасчет расходов каждой из скважин. Из результатов расчета, приведенных в таблице 1, видно, что основными добывающими скважинами следует считать скважины №79, 85 и 157, так как для них предполагается установить наибольшие расходы. Скважины №89, 96 и 98 в некоторые месяцы добычи имеют расход близкий к нулю, что в свою очередь эквивалентно их отключению. Выключе-

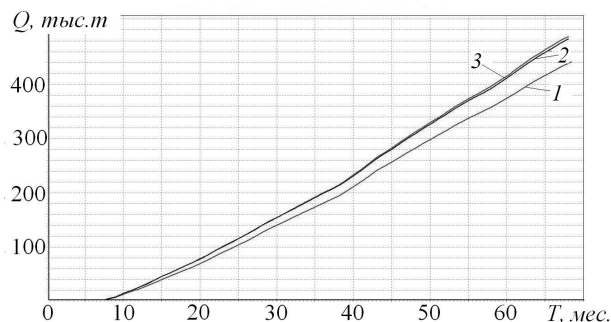


Рис. 3. График сравнения суммарной добычи для Котелевского газоконденсатного месторождения: 1 – исходный режим; 2 – альтернативный; 3 – оптимальный

ние скважины из работы фонда позволяет существенно уменьшить расходы на их техническое обслуживание.

В связи с этим были проведены расчеты для альтернативного режима работы фонда скважин, в котором скважины №89, 96 и 98 не принимали участия в добыче газа и дебит каждой из них равнялся нулю на протяжении всего периода разработки месторождения.

Результаты расчетов для трех вышеуказанных вариантов (альтернативный, исходный и оптимальный) представлены в таблице 2.

Результаты сравнения показали, что исключение трех скважин из фонда действующих приведет к незначительному уменьшению добытого конденсата за весь период разработки (около 1% процента в сравнении с оптимальным режимом). Экономический эффект от приостановки работы трех скважин может значительно превышать выгоду от извлечения дополнительных 5.29 тыс.т. газового конденсата.

Из данного рис. 3 и таблицы 2 видно, что с течением времени стремительно увеличивается разница между добытым конденсатом для исходного режима и оптимальным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

На основе математической модели фильтрации двухфазной и многокомпонентной смеси углеводородов разработана методика регулирования фильтрационных потоков с учетом фазовых переходов с целью оптимального распределения дебитов добывающих скважин при разработке газоконденсатных месторождений в режиме истощения с учетом включения/выключения отдельных скважин в процессе эксплуатации.

На примере Котелевского месторождения по-

Табл. 1. Распределение расходов скважин для различных вариантов разработки месторождения

№ ме- сяца	№ скважины															
	Исходный режим								Оптимальный режим							
	79	82	85	87	89	96	98	157	79	82	85	87	89	96	98	157
1	4.56	-	-	3.6	3.12	-	2.86	-	6.45	-	-	3.27	0.28	-	4.12	-
2	3.04	-	-	2.4	2.02	-	2.08	-	4.54	-	-	1.88	0.09	-	3.01	-
3	8.36	-	-	6.9	6	-	5.72	-	16.2	-	-	3.47	0	-	7.28	-
4	7.5	-	-	5.4	4.5	-	3.6	-	14.0	-	-	2.23	0.05	-	4.72	-
5	7.75	-	-	5.27	4.65	-	3.72	-	15.6	-	-	1.33	0	-	4.45	-
6	8.4	-	-	5.7	4.8	-	3.9	-	17.6	-	-	0.81	0.01	-	4.39	-
7	11.8	-	-	6.82	4.96	-	4.23	-	22.6	-	-	0.7	0.03	-	4.41	-
8	11.0	-	-	6.2	4.96	-	4.2	-	22.6	-	-	0.19	0	-	3.38	-
9	10.8	-	-	6.6	2.4	1.04	3.87	-	20.7	-	-	0.09	0.6	-	2.23	-
10	10.5	-	-	7.44	2.48	3	4.45	-	12.3	-	-	6.43	2.36	0.06	4.83	-
11	10.2	-	-	7.2	2.4	1.3	4.5	-	15.8	-	-	4.08	2.18	0.03	5.16	-
12	5.03	-	1.44	7.75	1.04	0.6	5.18	-	10.1	-	3.87	4.93	1.98	0.07	0.79	-
13	9.92	-	5.58	6.82	0.4	0.8	5	-	11.3	-	6.09	5.58	0.43	0	4.86	-
14	9.52	-	6.16	5.6	0.8	1.43	4.08	-	11.3	-	6.78	3.87	0.78	0	4.19	-
15	11.8	-	9.1	7.44	1.2	0.7	6.2	-	15.8	-	10.7	3.57	1.29	0.03	5.74	-
16	9.9	-	6	6	-	1	4.7	-	12.3	-	6.79	3.83	-	0.01	4.39	-
17	10.2	-	6.51	6.51	0.24	1.6	5.45	-	14.5	-	8.04	2.66	0.79	0	3.97	-
18	9.6	-	6.3	6	0.4	1.5	4.93	-	14.7	-	7.85	1.11	0.73	0.02	4.37	-
19	9.92	-	6.51	6.2	0.8	1	5.21	-	17.2	-	9.33	0.02	1.89	0.28	1.37	-
20	9.92	-	5.25	5.58	0.4	1	4.5	4	12.4	-	5.77	2.46	0.33	0	0.79	8.86
21	11.4	-	3.7	7.2	0.4	-	3	12	14.2	-	4.32	3.93	0.5	-	0.17	15.5
22	8.95	-	-	5.58	-	0.4	3.91	9.61	14.0	-	-	1.72	-	0	0.04	12.3
23	8.7	-	1	6.15	0.4	0.2	2.5	10.8	13.5	-	2.66	3.05	1.65	0.55	0.08	8.51
24	8.06	-	1	6.2	0.4	0.4	3.99	10.5	17.3	-	4.76	1.46	3.33	1.43	0.08	1.99
25	8.37	-	0.8	6.2	0.4	0.54	4.03	10.8	17.9	-	4.46	1.23	2.7	1.37	0.05	3.21
26	8.12	-	0.9	6.09	0.24	0.24	3.99	9.86	17.7	-	4.46	0.97	2.17	1.3	0	3.1
27	9	-	1	6.82	0.16	0.16	4.6	11.2	19.6	-	4.56	1.01	1.59	0.73	0.09	5.36
28	8.1	-	0.8	5.7	0.16	0.16	4.23	10.8	18.8	-	4.3	0.58	1.48	0.68	0.04	4.06
29	9.61	-	0.6	5.5	0.16	0.3	4.21	9.5	19.6	-	3.53	0.6	1.2	0.48	0.16	4.16
30	8.4	-	2	6	0.16	0.4	4	8.1	18.1	-	5.08	0.68	1.18	0.59	0.04	3.23
31	7.8	-	4.8	5.4	0.16	0.3	3.96	7.8	16.8	-	8.04	0.39	1.11	0.58	0.02	3.39
32	8.99	-	6.2	6.51	0.24	0.2	4.61	8.99	18.8	-	9.39	0.6	0.79	0.17	0.04	6.02
33	11.4	-	6	7.2	2.4	0.3	5.38	12.0	23.3	-	9.43	0.7	1.5	0	0.19	9.43
34	11.2	-	5.58	6.82	2	3	5.47	12.4	23.9	-	9.09	0.34	1.05	0.04	0.08	9.18
35	11.4	-	6	7.2	2.4	3.1	6	12	25.7	-	9.82	0.16	1.04	1.55	0	9.73
36	11.8	-	6.2	7.44	2.48	0.2	6.2	12.4	27.0	-	10.2	0.21	0.95	1.34	0.02	9.89
37	8.06	-	5.27	6.2	5.58	0.1	3.96	8.06	17.6	-	8.03	1.81	3.07	0	0.75	6.08
38	8.96	-	5.04	6.72	5.04	0.02	4.57	9.8	21.7	-	8.73	0.81	1.81	0.08	0.28	6.8
39	9.61	-	5.58	6.51	5.58	0.02	5.04	9.61	22.7	-	9.22	0.68	1.73	0.01	0.47	7.15
40	9.9	-	5.7	6.3	5.4	0.02	5.04	10.5	23.9	-	9.4	0.45	1.39	0	0.3	7.41
41	8.99	-	5.58	6.51	5.27	0.02	4.94	9.61	22.9	-	9.22	0.49	1.17	0	0.19	6.92
42	9	-	5.4	6.9	5.4	0.01	4.61	9.6	22.9	-	9.22	0.49	1.17	0	0.19	6.92
43	8.37	-	5.27	6.2	5.27	0.01	4.32	8.68	21.6	-	8.58	0.52	1.07	0.04	0.02	6.24
44	8.37	-	5.89	7.44	5.58	0.01	4.41	9.61	19.4	-	9.71	2.91	2.61	1.04	1.73	3.9
45	9.88	-	5.2	6.24	4.68	0.01	4.87	10.4	23.8	-	8.63	0.44	0.69	0.15	0.33	7.22

Табл. 1. Распределение расходов скважин для различных вариантов разработки месторождения.
Продолжение

46	8.68	-	5.58	6.82	5.58	0.01	5.05	10.2	19.7	-	9.47	2.77	2.69	1.2	2.26	3.82
47	7.8	-	5.1	6	4.5	0.01	3.83	9.9	20.1	-	8.68	0.87	0.95	0.49	0.28	5.71
48	8.37	-	6.2	6.82	5.27	0.01	4.62	10.9	19.4	-	10.3	2.76	2.49	1.27	2.03	3.89
49	5.58	-	5.27	6.2	4.65	0.01	3.44	9.3	16.5	-	9.32	1.52	1.44	0.98	0.68	3.93
50	5.04	-	4.76	5.88	4.2	0.01	3.34	9.24	16.1	-	8.74	1.09	1.05	0.84	0.45	4.15
51	5.58	-	6.2	6.82	4.96	0.01	3.77	10.8	16.8	-	10.9	2.44	2.14	1.39	1.46	3.06
52	6	-	6	8.7	5.4	0.01	4.06	12.3	17.7	-	11.3	4.06	2.93	1.96	2.3	2.2
53	5.58	-	5.58	8.99	5.58	0.01	3.85	12.4	17.8	-	11.1	3.84	2.78	2	2.08	2.38
54	5.4	5.4	6.6	9	5.4	0.01	3.99	12	15.1	0.01	11.5	5.84	3.99	2.02	3.24	6.19
55	5.44	6.4	6.4	9.6	5.44	0.01	3.8	12.2	17.6	0.05	12.8	5.29	3.63	2.82	3.1	3.92
56	5.27	6.2	6.2	9.92	5.27	0.01	3.56	12.1	17.6	0.15	12.8	5.14	3.34	2.75	2.81	3.99
57	4.5	5.4	5.4	8.1	4.5	0.01	3.28	11.4	14.7	0.02	10.5	4.07	2.66	1.8	2.18	6.54
58	4.65	5.58	4.96	8.68	4.34	0.01	3.31	11.2	15.2	0.01	10.1	4.27	2.52	1.83	2.16	6.51
59	5.4	7.8	5.1	2.4	4.5	0.01	3.47	11.7	15.6	1.65	9.85	0.01	2.46	1.56	2.08	7.12
60	5.58	8.06	5.27	2.48	4.34	0.01	3.55	11.6	17.5	0.85	11	0.05	2.03	2.01	1.95	5.5
61	4.65	6.82	4.34	2.17	3.72	0.01	2.86	8.37	14.0	0.52	8.3	0	1.6	1.02	1.14	6.36
62	4.76	8.4	5.04	2.8	3.64	0.01	2.99	10.5	17.0	0.17	10.7	0.28	1.24	1.69	1.02	5.98
63	4.96	7.75	5.58	3.1	3.41	0.73	3.05	10.9	16.3	0.37	11.9	0.04	1.13	1.58	0.92	6.12

Табл. 2. Суммарная и дополнительная добыча конденсата при различных режимах разработки месторождения

период разработки	суммарная добыча (тыс. т.)			дополнительная добыча	
	исходный режим	оптимальный режим	альтернат. режим	оптимальный исходный	оптимальный альтернат.
с 1-го по 22-й месяц	140.12	147.65	146.12	5.37%	1.04%
с 23-го по 42-й месяц	158.2	173.88	172.26	9.91%	0.94%
с 43-го по 63-й месяц	154.95	174.9	173.34	12.87%	0.89%
суммарная добыча	453.27	496.43	491.72	9.52%	0.95%

казано, что за счет уменьшения внутрипластовых перетоков и предотвращения дополнительного выпадения конденсата возможен выбор оптимального варианта распределения дебитов газа на добывающих скважинах в процессе добычи на истощение, который позволит увеличить добычу более чем на 9.5% и извлечь 43.16 тыс. т. конденсата дополнительно.

Показано также, что в процессе добычи возможно перераспределение фильтрационных потоков с полным отключением скважин, работающих неэффективно, что позволит уменьшить затраты на их эксплуатацию.

1. Рибич І.Й., Кремез В.С., Калугін Ю.І., Немчин О.Ф., Яковлев В.В. Оптимізація процесів конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаженні // Матеріали 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004».- С. -.-2004.- С. 15-16.

2. Калугин А.Ю. Повышение конденсатоизвлечения из газоконденсатных месторождений путем регулирования разработки на истощение // Прикладная гидромеханика.- 2012.- 14, №2.- С. 17-22.
3. Калугин А.Ю. Яковлев В.В. Сравнительный анализ некоторых основных режимов разработки газоконденсатных месторождений относительно увеличения коэффициента конденсатоизвлечения на основании математического моделирования // Проблемы нефтегазовой промышленности.- 2011.- 13, №10.- С. 18-28.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов.- М.: Недра, 1999.- 660 с.
5. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений.- М.: Недра, 1989.- 332 с.
6. 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.
7. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем.- М.: Недра, 1982.- 408 с.

8. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей.– М.: Недра, 1984.– 264 с.
9. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я. и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие.– М.: Недра, 1988.– 336 с.
10. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа.– М.: Недра, 1973.– 336 с.
11. Максимов Ю.А. Алгоритмы линейного и дискретного программирования.– М.: МИФИ, 1980.– 276 с.
12. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров.– М.: Наука, 1970.– 576 с.
13. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация.– М.: Мир, 1985.– 512 с.