

# Алгоритм решения задачи оптимального перераспределения пластовой добычи газа

Н. М. Курбонов, email: nozim\_kurbonov@mail.ru

Научно-инновационный центр информационно-коммуникационных технологий при ТУИТ

***Аннотация.** В статье предложен алгоритм решения задачи оптимального перераспределения пластовой добычи газа с учётом технологических ограничений в зависимости от различных стадий разработки месторождения. Приведены этапы реализации предложенного алгоритма на ЭВМ.*

***Ключевые слова:** математическая модель, численный алгоритм, скважина, дебит, фильтрация, газ, нефть, вода*

## Введение

Процесс перераспределения добычи нефти и газа по своей сути является многокритериальной задачей. Практика нефтегазодобычи показала, что для её решения необходимо наличие таких данных как: эксплуатационные характеристики по каждой отдельной скважине, тенденции их изменения по времени в зоне дренирования каждой отдельной скважины и в целом по залежи, а также информация по технологическим ограничениям на режимы эксплуатации скважин и месторождению в целом [1-7].

## 1. Постановка задачи

Рассмотрим задачу единой системы «Пласт-скважина» [5-7] для разработки нефтяных и газовых месторождений с учетом динамики перераспределения давлений в нефти и газе. Системы эксплуатационных и нагнетательных скважин и сам продуктивный пласт взаимосвязаны, составляя единую гидродинамическую систему. Изменение состояния системы «скважин» влияет на перераспределение давления в пласте. Предположим, что месторождение разрабатывается системой эксплуатационных (общее количество, которых  $N(t)$  и нагнетательных скважин (общее количество  $M(t)$ ). Скважины расположены параллельно-прямолинейно. Дебиты скважин  $q_{0,i}(t)$  ( $i = 1, N$ ) и  $q_{з,i}(t)$  ( $i = 1, M$ ) одного ряда одинаковы. Это предположение позволяет при моделировании состояния системы “пласт” рассматривать

их как галерей, расположенные вдоль прямой линии. Таким образом, определяется дебит и расход жидкости, соответствующей группы скважин.

Время разработки делится на периоды  $T_0 \leq t \leq T_1$ ,  $T_1 \leq t \leq T_2$ , ...,  $T_{k-1} \leq t \leq T_k$ . Критерием оптимальности перераспределение добычи (с учетом закачки воды) является минимум затрат, т. е.

$$F(q_{O,1}, q_{O,2}, \dots, q_{O,N}, q_{3,1}, q_{3,2}, \dots, q_{3,N}) = \\ = \sum_{i=1}^N \varphi(q_{O,i}) + \sum_{i=1}^N \phi(q_{3,i}) \Rightarrow \min.$$

При этом необходимо выполнить плановую добычу, т.е. должны выполняться условия:

$$\sum_{i=1}^N q_{O,i}(t_j) = Q_p(t_j), \quad \sum_{i=1}^N q_{3,i}(t_j) = Q_3(t_j), \quad j = 1, 2, 3, \dots, K.$$

Предполагается, что в каждом периоде разработки  $Q_{p,j}(t)$  и  $Q_{3,j}(t)$  известны.

На добываемое и закачиваемое количество жидкости одного ряда скважин ставятся технологические условия:

$$\begin{cases} q_{O,i}^{\min} \leq q_{O,i} \leq q_{O,i}^{\max}, \\ q_{3,i}^{\min} < q_{3,i} < q_{3,i}^{\max}, \end{cases}$$

где  $q_{O,i}^{\min}$ ,  $q_{O,i}^{\max}$  и  $q_{3,i}^{\min}$ ,  $q_{3,i}^{\max}$  - минимально допустимые и максимально возможные значения переменных  $q_{O,i}$  и  $q_{3,i}$ .

Критерием оптимизации в рассматриваемом случае является минимум затрат на добычу по месторождению. Задача оптимизации представляется в следующем виде. Требуется минимизировать функционал

$$\phi(\vec{q}) = \sum_{v=1}^n \varphi_v(q_v) \rightarrow \min$$

при условиях

$$\sum_{v=1}^n q_v = Q_p, \quad q_v^{\min} \leq q_v \leq q_v^{\max}.$$

Здесь  $q_v^{\min}$ ,  $q_v^{\max}$  - минимально допустимое и максимально возможное значения переменных  $q_v$ ;  $\varphi_v(q_v)$  - функция, характеризующая затраты на добычу газа по  $v$ -й скважине;

$$q_v = \frac{\frac{A_i}{e^{2S_i}} + \sqrt{\left(\frac{A_i}{e^{2S_i}}\right)^2 + \frac{B_i + \theta_{ci}}{e^{2S_i}} + \theta_{mi} + \theta_{ri} \left(\frac{P_{\text{пл}i}}{e^{2S_i}} - P_{\text{СП}}\right)}}{2 \left(\frac{B_i + \theta_{ci}}{e^{2S_i}} + \theta_{mi} + \theta_{ri}\right)}, \quad (1)$$

где

$$S_i = \frac{0,03415 \bar{\rho} L_i}{T_{cp} z_{cp}}, \quad z_{cp} = f(P_{cp}, T_{cp}).$$

Математическая постановка задачи состоит в следующем - максимизировать давление на входе в сборный пункт (СП)  $\max P_{\text{СП}}$  при следующих условиях

$$\frac{1}{e^{S_i}} \sqrt{P_{\text{нл}i}^2 - A_i q_i - (B_i + \theta_{ci} + \theta_{mi} e^{2S_i} + \theta_{ri} e^{2S_i}) q_i^2} = P_{\text{сн}i}, \quad (2)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$  - номера скважин,

$$\sum_{i=1}^n q_i = Q_p, \quad (3)$$

$$P_{p, \min} \leq P_c \leq P_{c, \max} \quad (4)$$

$$q_{i0} \leq q_i \leq q_{k,i}. \quad (5)$$

При решении этой задачи будут определены такие дебиты скважин, при которых давление на входном коллекторе  $P_{\text{СП}}$  достигнет максимума.

## 2. Метод решения

Алгоритм проведения вычислительного эксперимента состоит из следующих этапов:

Шаг 1. Ввод исходных данных.

Шаг 2. Проверка условия: не превышает ли план добычи газа максимально допустимый отбор. Если да, то напечатать «План превышен» и перейти к шагу 17, если нет - перейти к следующему шагу.

Шаг 3. Определение дебитов скважин:

а) значения  $\theta_{\text{ш}i}$  полагаются равными 0;

б) по формуле (2) при  $q = q_{oc}$  определяются давления  $P_c$ ;

в) по формуле  $P_c = \min \{P_c\}$  определяется начальное давление на входе в СП;

г) по формуле (1) рассчитываются дебиты  $q_i$ ;

д) определяется расчётная производительность СП  $Q_p = \sum_{i=1}^n \bar{q}_i$ ;

е) определяется поправочный коэффициент  $\alpha$ ,  $\alpha = Q_n / Q_p$ ;

ж) рассчитываются дебиты скважин  $q_i = \alpha \bar{q}_i$ .

Шаг 4. Параметру цикла  $i$  присваивается начальное значение  $i = 1$ .

Шаг 5. Проверяется условие: не превышает ли очередной дебит критического значения. Если да, то перейти к шагу 8, если нет – к следующему шагу.

Шаг 6. Проверяется условие: все ли дебиты удовлетворяют условию  $q_{i0} \leq q_i \leq q_{k,i}$ . Если да, то перейти к шагу 11, если нет – к следующему шагу.

Шаг 7. Параметр цикла настраивается на следующую скважину:  $i = i + 1$ . Перейти к шагу 8.

Шаг 8. Определяется разность  $\Delta$  между дебитом  $q_i$  и критическим значением дебита  $q_{k,i}$ , уменьшенным на заранее заданное число  $k$ , обеспечивающее вход в область допустимых значений  $\Delta = q_i - (q_{k,i} - k)$ .

После определения  $\Delta$  дебит принимается равным  $q_i = (q_{kpi} - k)$ .

Шаг 9. Определение нового значения поправочного коэффициента  $x = \alpha = Q_p / (Q_n - \Delta)$ .

Шаг 10. По формуле  $q_i = x \bar{q}_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  рассчитываются новые значения дебитов. Перейти к шагу 4.

Шаг 11. Расчёт  $P_c$  по формуле (2).

Шаг 12. Проверяется условие: не снизилось ли давление на входе в СП ниже минимально допустимого  $P_c < P_{c, \min}$ . Если да, то обеспечить план добычи газа без ввода дожимной компрессорной станции (ДКС) невозможно. В этом случае печатать «План завышен» и перейти к шагу 17, иначе – к следующему шагу.

Шаг 13. Проверяется условие: не превышает ли давление  $P_c$  максимально возможного  $P_c > P_{c, \max}$ . Если да, то перейти к шагу 14, если нет – к шагу 15.

Шаг 14. Давление  $P_c$  принимается равным максимально допустимому  $P_c = P_{c \max}$ .

Шаг 15. Рассчитать давление  $P_{z,i}$ ,  $P_{y,i}$ ,  $P_{ш,i}$  по формулам

$$P_{п,i}^2 - P_{z,i}^2 = A_i q_i + B_i q_i^2, P_{y,i}^2 - P_{ш,i}^2 = \theta_{ш,i} q_i^2, P_{ш,i}^2 - P_{с,i}^2 = \theta_{г,i} q_i^2.$$

Шаг 16. Вывести на печать:  $q_i$ ,  $P_{z,i}$ ,  $P_{y,i}$ ,  $P_{ш,i}$ ,  $P_c$ .

Шаг 17. Вывод: занесение результатов в базу данных; формирование выходных форм.

Для прогнозирования изменения технологического режима скважин и объекта в целом по времени (на перспективу) в алгоритм вводится темп падения пластового давления в зависимости от суммарных отборов по каждой отдельной скважине  $P_{п,i}/z = f(\sum q_i)$  и рассчитываются режимные параметры на любой момент эксплуатации залежи (шаг 16).

### Заключение

Предложенный алгоритм позволяет надёжно определять технологические режимы каждой скважины с учётом добычных возможностей месторождения и на каждом определённом отрезке времени корректировать отбор газа из одного или группы месторождений.

### Список литературы

1. Ravshanov, N. An Approximate Analytical Solution of the Problem of Fluid Filtration in the Multilayer Porous Medium / N. Ravshanov, N. Kurbonov, A. Mukhamadiev // International Journal of Computational Methods. – 2016. – Vol. 13, № 6. – P. 1-10. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1142/S0219876216500420>
2. Kurbonov, N. Numerical Modeling of the Filtration Process During Oil Displacement by Gas / N. Kurbonov, K. Ibragimova // International Journal of Advanced Trends in Computer Science and Engineering. – 2020. – Vol. 9, Issue 5. – P. 8526-8532. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.30534/ijatcse/2020/232952020>
3. Kurbonov, N. Computer modeling of filtration processes with piston extrusion / N. Kurbonov, S. Aminov // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1441. – P. 1-9. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1441/1/012147>
4. Равшанов, Н. Компьютерное моделирование процесса фильтрации флюидов в пористых средах / Н. Равшанов, Н. М. Курбонов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия:

Вычислительная математика и информатика. – 2015. – Т. 4, № 2. – С. 89-106. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.14529/cmse150207>

5. Курбонов, Н. М. Алгоритм оптимальной добычи газа из пластовых систем / Н. М. Курбонов // Отраслевые аспекты технических наук. – Москва : Изд-во ИНГН, 2013. – № 10(34). – С.15-19.

6. Садуллаев, Р. Математическая постановка задачи и вопросы реализации алгоритмов решения единой технологической системы «Пласт-скважина» / Р. Садуллаев, М. Р. Садуллаев, Д. Д. Ахмедов // Алгоритмы, методы и системы обработки данных. – 2009. – Вып. 13. – С. 108-114.

7. Садуллаев, Р. Перспективы развития теории алгоритмов функционирования и оптимизации систем с переменными параметрами и их разработки / Р. Садуллаев, У. С. Назаров // Вопросы кибернетики : сб. науч. тр. – Ташкент, 2003. – Вып. 165. – С. 145-59.