

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

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

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 завышен» 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 α , $\alpha = Q_n / Q_p$;

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 Δ 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 Δ 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.