

ЭНЕРГЕТИКА

А. Ю. ГАРЛЯУСКАС, Л. А. ТИБАБИШЕВА

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РАЙОНА С УЧЕТОМ
 ДИНАМИЧЕСКИХ И ВЕРОЯТНОСТНЫХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ

Стратегия развития газодобывающего района может быть представлена следующим образом. На данный момент планирования развития в регионе уже действует транспортная сеть с подключенными к ней месторождениями. На начальный момент планирования известны приросты промышленных запасов и места расположения новых месторождений. Кроме того, ориентировочно известны прогнозные запасы региона. Необходимо построить динамику развития сети газопроводов, порядок разработки месторождений с известными запасами и освоение малоизученных, подключая при этом механизм вероятностного прогноза прироста промышленных запасов на базе рациональной организации геолого-разведочных работ (ГРР).

Ряд методов математического моделирования газодобывающего района был рассмотрен в [1, 2]. Однако предлагаемые в этих работах экономико-математические модели и методы не позволяют оптимизировать совместно развитие сети внутрирайонных газопроводов, разработку каждого месторождения района и учитывать при этом динамические и вероятностные условия. В связи с этим представляется наилучшим принцип динамического программирования, основанный на двухэтапном способе построения обобщенных решений [1]. На первом этапе производится расчет динамических характеристик магистральных газопроводов, входящих в район, или используется их линейная аппроксимация, а также динамических характеристик месторождений, которые с некоторым шагом покрывают всю допустимую область стратегий отборов газа [1, 3]. На втором этапе решается задача оптимального развития района с использованием методов динамического и линейного программирования. Рекуррентные соотношения, позволяющие выбрать условно-оптимальную траекторию развития каждого месторождения для планового периода (шага) t , можно представить следующим образом:

$$f_{ij_t}(Q_{ij_t}) = \min_{Q_{ij_t}} [g_{ij_t}(Q_{ij_t}) + f_{ij_{(t-1)}}(Q_{ij_{(t-1)}})], \quad (1)$$

$$j_t = 2, 3, \dots, J_{ij_t};$$

$$f_{ij}(Q_{ij}) = \min_{Q_{ij}} g_{ij}(Q_{ij}), \quad (1a)$$

где $g_{ij}(Q_{ij})$ — затраты на добычу газа объемом Q_{ij} из месторождения i по варианту j ; $f_{ij(t-1)}(Q_{ij(t-1)})$ — функция состояния предыдущего шага, отражающая оптимальные суммарные затраты за период от 1 до $t-1$ на прирост добычи $Q_{ij(t-1)}$; $f_{ij}(Q_{ij})$ — аналогично, для первого шага.

Таким образом, каждый расчет экономических показателей $C_{tq} = \sum_{i=1}^{I_t} f_{ij_t}$, соответствующий различным сочетаниям возможных состояний совместной разработки месторождений района на шаге $t (B_{tq})$ (I_t — максимальный номер месторождения, вводимого на разработку в период t ; q — номер возможного сочетания вариантов отборов из месторождений при $i = 1, 2, \dots, I_t$, ($j = 1, 2, \dots, s_{ij}$), должен сопровождаться моделированием потоков в сети газопроводов. Используя линейную аппроксимацию динамических характеристик газопроводов, методом линейного программирования решается задача оптимального развития транспортной сети на шаге t :

$$\begin{cases} Sx_{tq} + Ry_{tq} = GB_{tq}; \\ y_{tq} \leq D_t; \\ x_{tq} \geq x_{(t-1)q}; \\ f_{tq}(B_{tq}) = \sum_{s=I_T+1}^{m_t} \alpha_{st} \gamma_{st} x_{stq} + \sum_{r=I_T+1}^{n_t} \beta_{rt} y_{rtq} \rightarrow \min, \end{cases} \quad (2)$$

где s_{stq} , y_{rtq} — поток газа по s -му проектируемому и r -му существующему газопроводам, соответственно, на шаге t при варианте совместной разработки месторождений района q ; G — вектор-столбец с элементами 0 и 1. Элемент вектора равен 1 для месторождения i , если данное месторождение подключается к узлу общей сети Единой газоснабжающей системы (ЕГС) и 0 (узел является потребляющим); B_{tq} — вектор-строка объемов добычи или потребления по q -му варианту разработки месторождений в момент t ; $f_{tq}(B_{tq})$ — функция суммарных приведенных затрат на развитие транспортной сети района в период t по варианту его разработки q ; S и R , α_{st} и β_{rt} — соответственно, матрицы инцидентий и коэффициенты линейной аппроксимации динамических характеристик проектируемых и существующих газопроводов; D_t — пропускная способность существующего газопровода в момент t ; γ_{st} — коэффициент увеличения удельного значения затрат в динамических характеристиках проектируемых газопроводов в точке разлома кусочно-линейной функции.

На каждом шаге определяется условно оптимальная функция суммарных транспортных затрат по каждому варианту q за все предыдущие шаги F

$$F_{iq}(B_{iq}) = f_{iq}(B_{iq}) + F_{(t-1)q}(B_{(t-1)q}). \quad (3)$$

Общая процедура выбора оптимальных решений представляется в виде двух подэтапов. На первом идет пошаговый отбор условно оптимальных траекторий разработки каждого месторождения и газопроводного транспорта до шага T , соответствующего последнему периоду.

На втором — при $t = T$ решается задача распределения заданного отбора от района B_T между месторождениями с учетом затрат на развитие транспортной сети. Рекуррентные соотношения представим так:

$$\begin{cases} F_i(B_T) = \min_i [f_{ij_T} + F_{i-1}(B_T - Q_{ij_T}) + F_{Tq}]; \\ F_1(T_T) = \min_1 f_{1j_T}. \end{cases} \quad (4)$$

Далее, чтобы учесть вероятностную природу прироста запасов, строим детерминированные и стохастические процедуры динамического программирования.

Каждое состояние развития газодобывающего района характеризуется величинами отборов из месторождений, которые для известных месторождений определены, а для неизвестных имеют случайный характер. Таким образом, начиная с некоторого определенного момента $t = \tau$ состояния становятся случайными величинами, представленными множеством Ω . Очевидно, что минимальные затраты для периода $t \geq \tau$ лучше искать в виде математических ожиданий.

В результате, в место рекуррентных соотношений (4) получим:

$$\begin{cases} M\{F_i(B_T)\} = \min_i M\{f_{ij_T}(Q_{ij_T}) + F_{i-1}(B_T - Q_{ij_T}) + F_{Tq}\}; \\ M\{F_1(B_T)\} = \min_1 M\{f_{1j_T}\}, \quad j_T = 1, 2, \dots, J_{1j_T}. \end{cases} \quad (5)$$

Используя зависимости вероятностей прироста запасов от величины капитальных вложений [4], представленные в виде последовательности вероятностей $\{P_\mu\}$ ($\mu = 1, 2, \dots, m$ — события, соответствующие различным приростам запасов), основное рекуррентное соотношение динамического программирования будет выражено формулой:

$$M\{F_i(B_T)\} = \min_i \left\{ \sum_{\mu=1}^m [f_{ij_T}^\mu(Q_{ij_T}) + F_{Tq}] P_\mu + M\{F_{i-1}(B_T - Q_{ij_T})\} \right\}. \quad (6)$$

Тогда смешанная процедура динамического программирования формируется следующим образом. До момента $t = \tau$ принимается детерминированная схема построения процедур, а при $t \geq \tau$ подключаются дополнительные вероятностно-определенные запасы и содержание затрат $f_{ij_T}(Q_T)$ видоизменяется (учитываются затраты в геолого-

разведку). Теперь процедура поиска оптимальных решений строится согласно стохастическим принципам в соответствии с (5) и (6).

Таким образом, получаем в некоторой мере универсальную процедуру динамического программирования для оптимизации развития газодобывающего района, включающего месторождения со сложной структурой объектов, подверженных случайным воздействиям, и сеть газопроводов.

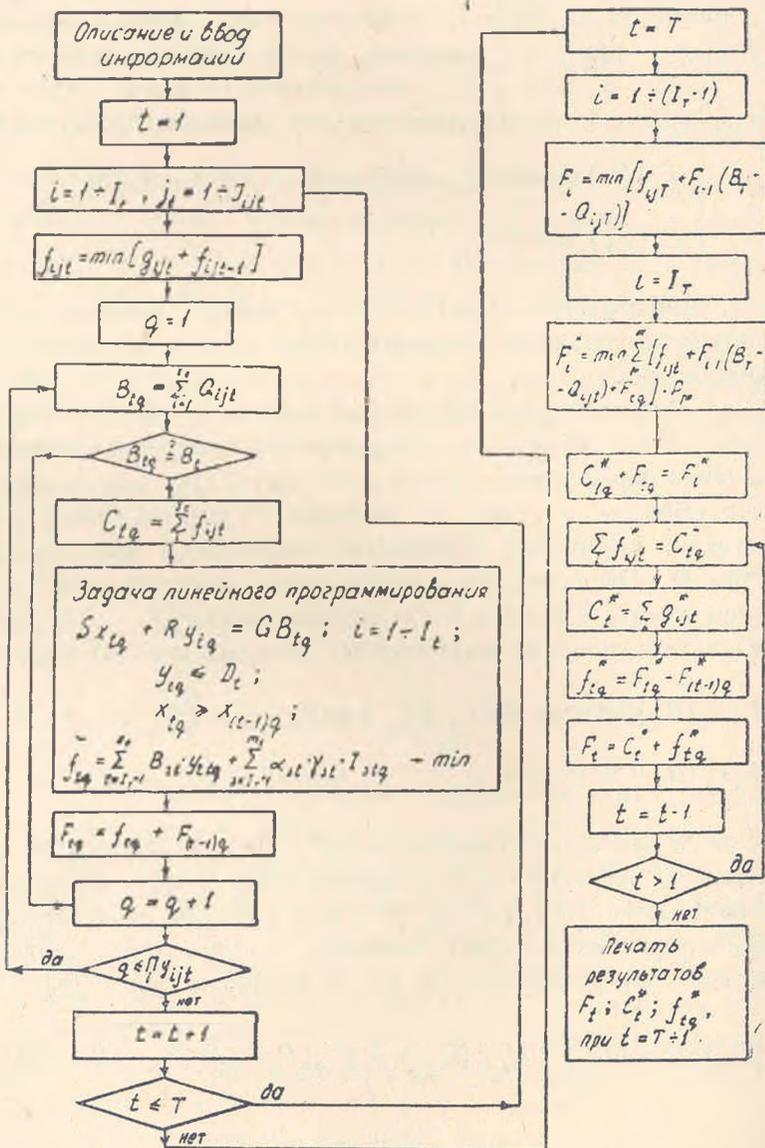


Рис.

С целью реализации предложенного метода разработана программа на языке PL/1 в ОС ЕС. Построение динамических характеристик

оптимального развития газодобывающих районов реализуется согласно блок-схеме (рис.).

Результаты расчетов оптимального варианта разработки газодобывающего района севера Тюменской области, включающего 4 месторождения (одно из них находится в стадии геологоразведки), приведены в таблице.

Таблица

Показатели	Оптимальный вариант при заданном векторе отборов газа из района: $B_i=170; 270; 380$				Проектный вариант разработки района при отборах: $B_i=170; 270; 380$			
	1985 г.	1990 г.	1995 г.	1980—95 гг.	1985 г.	1990 г.	1995 г.	1980—95 гг.
Отбор газа месторождений района, <i>млн·м³</i> :								
1. Уренгойское м-ие	170	170	170	—	170	200	240	—
2. Сев. Уренгойское м-ие	0	10	20	—	0	30	40	—
3. Заполярное м-ие	0	90	110	—	0	40	100	—
4. Месторождение в стадии ГРП	0	0	80	—	0	0	0	—
Суммарный отбор газа из района B_i	170	270	380	—	170	270	380	—
Затраты на добычу газа в районе, <i>млн·рубл</i>	367	444,9	908,6	1720,5	367,0	719,8	771,6	1758,4
Затраты на транспорт газа в районе, <i>млн·рубл</i>	0	5,4	14,7	20,1	0	2,5	9,7	12,2
Суммарные затраты на развитие района, <i>млн·рубл</i>	367	450,3	923,3	1740,6	367	722,3	781,3	1770,6

Как явствует из таблицы, экономическая эффективность от применения описанного выше метода оптимизации при пероспективном планировании развития газодобывающего района составила 30 *млн. рубл.*

И-т мат. и киберн. АН Лит.ССР

20. II. 1983

ՅՈՒ. Ա. ԳԱՌՅԱՌԻՍԿԱՍ, Է. Ա. ՏԻԲԱԲԵՆՎԱ

ԳԱԶԱՐԿԵՑՈՒՆԱՀԱՆԻՉ ՇՐՋԱՆԻ ՕՊՏԻՄԻԶԱՑՈՒՄԸ՝ ԶԱՐԳԱՅՄԱՆ ԴԻՆԱՄԻԿԱԿԱՆ ՈՒ ՀԱՎԱՆԱԿԱՆ ՊԱՅՄԱՆՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՌՄԱՐԲ

Ա մ փ ն փ ու մ

Դիտարկվում են գաղ արդյունահանող շրջանի օպտիմիզացման հարցերը վարձացման դինամիկական և հավանական պայմանների դեպքում: Բերված են խնդրի ծրագրային իրացման նկարագրումը և կիրառման կոնկրետ օրինակներ:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. *Гарляускас А. И., Фейгин В. И.* Динамические экономико-математические модели оптимизации ЕГС.— М.: ВНИИЭГазпром, 1975.— 78 с.
2. *Бренц А. Д.* и др. Оптимальное планирование добычи газа в газодобывающем районе.— Экономика, организация и управление в газовой промышленности, 1979, вып. 5, с. 1—35.
3. *Гарляускас А. И., Тибабишева Л. А.* Система моделей оптимизации газодобывающего района севера Тюменской области и перспективы ее развития.— В кн.: Мат. Всесоюз. конф. по разв. произв. сил Сибири. Новосибирск, 1980, с. 5—18.
4. *Головин А. П., Китайгородский В. И., Файнштейн И. Я.* Прогнозирование запасов и оптимизация региональных уровней добычи газа в рамках топливно-энергетического комплекса.— Экономика и математические методы, 1979, т. XV, вып. 5, с. 940—950.