

ЭНЕРГЕТИКА

Լ. Ա. ՄՈՒՅԱՆ

О ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА
ГАЗА С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

В статье [1] рассмотрен подход синтеза оптимальных газотранспортных систем, основанный на предварительной подготовке и использовании в модели вариантов усиления, действующих в строительстве новых газопроводных участков и компрессорных станций. В результате решения задачи оптимизации по каждому газопроводному участку и компрессорной станции определяются те варианты, при которых суммарные затраты по системе минимальны и обеспечиваются заданные потребности в газе с выполнением технологических условий. Поскольку оперирование производится с заранее отобранными вариантами элементов системы, то для них предварительно могут быть оценены и такие показатели, как, например, металлозатраты, число используемых агрегатов, коэффициенты готовности вариантов, стационарные вероятности их пребывания в ремонте [2] и др. Имея такие показатели по вариантам элементов системы, нетрудно формировать и включать в целевую функцию или ограничения задачи оптимизации условия, отражающие соответствующие показатели по всей системе.

Ниже рассматривается расширенная вариантная модель оптимизации с теми дополнительными условиями, которые позволяют осуществить синтез оптимальной газотранспортной системы с учетом надежности ее функционирования, что оценивается по ожидаемым средним состояниям элементов системы. В основу такого рассмотрения положено условие, что математическое ожидание функции нескольких случайных переменных приближенно равно той же функции от математических ожиданий ее аргументов [2].

Пусть так же, как и ранее [1], по каждому элементу (i, j) газотранспортной системы выбраны n_{ij} вариантов его усиления или строительства. Обозначим приведенные затраты k -го варианта по газопроводному участку (i, j) через C_{ij}^{vk} , а по компрессорной станции (i, j) — C_{ij}^{kc} , где $k = \overline{1, n_{ij}}$; d_{ijk} — эквивалентный диаметр k -го варианта по газопроводному участку (i, j) ; a_{ijk} , b_{ijk} — коэффициенты А. Г. Немудрова [2] для k -го варианта компрессорной станции (i, j) . Эквивалентный диаметр действующего участка (i, j) обозначим через d_{ij}^* , а коэф-

фиценты для действующей станции $(i, j) - \bar{a}_{ij}, \bar{b}_{ij}$. Средние значения рассмотренных параметров с учетом отказов и восстановлений в планируемом году, рассчитанные с помощью показателей удельной интенсивности аварий λ и среднего времени ремонтно-восстановительных работ T_{ep} [2], обозначим теми же буквами с черточкой сверху — \bar{a}_{ij}^* , \bar{b}_{ij}^* , \bar{a}_{ijk}^* , \bar{b}_{ijk}^* . Тогда развернутая модель задачи оптимизации с учетом надежности функционирования можно представить следующей задачей нелинейного математического программирования с частично-булевыми переменными: найти минимум суммарных приведенных затрат на систему

$$\sum_{(i, j) \in T_{г.у}} \sum_{k=1}^{n_{ij}} C_{ijk}^* \cdot X_{ijk} + \sum_{(i, j) \in T_{в.с}} C_{ijв}^* \cdot Y_{ijв} + 365 \cdot \sum_{i \in I_n} \bar{\tau}_i (Q_{in} - Q_{inф}) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где первое слагаемое отражает суммарные приведенные затраты по газопроводным участкам, второе — по компрессорным станциям и третье — на замещающий вид топлива по потребителям.

Ограничения задачи оптимизации таковы:

$$\sum_{j \in X_{г.у}} X_{ij} \cdot \operatorname{sgn}(P_i - P_j) \cdot Q_{ij} + \sum_{j \in X_{в.с}} Y_{ij} \cdot \operatorname{sgn}(P_i - P_j) \cdot Q_{ij} = \begin{cases} Q_{in}, & \text{если } i \in I_n; \\ 0, & \text{если } i \in I_u; \\ Q_{in}, & \text{если } i \in I_u; \end{cases} \quad (2)$$

$$Q_{ij} \cdot \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{ij}} X_{ijk}\right) = 0; \quad (3)$$

$$|P_i^2 - P_j^2| = C_{ij} \cdot Q_{ij}^2 (d_{ij}^* + d_{ijk} \cdot X_{ijk})^{5,2}, \quad (i, j) \in T_{г.у}; \quad (4)$$

$$(P_i - P_j) \cdot \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{ij}} Y_{ijk}\right) = 0; \quad (5)$$

$$\sqrt{(a_{ij}^* \cdot \min(P_i^2, P_j^2) - \max(P_i^2, P_j^2)) / d_{ij}^*} + Y_{ijk} \cdot \sqrt{(a_{ijk} \cdot \min(P_i^2, P_j^2) - \max(P_i^2, P_j^2)) / b_{ijk}} = Q_{ij}, \quad (i, j) \in T_{в.с}; \quad (6)$$

$$\sum_{j \in X_{г.у}} X_{ij} \cdot \operatorname{sgn}(P_{iф} - P_{jф}) \cdot Q_{jф} + \sum_{j \in X_{в.с}} Y_{ij} \cdot \operatorname{sgn}(P_{iф} - P_{jф}) \cdot Q_{jф} = \begin{cases} Q_{inф}, & \text{если } i \in I_n; \\ 0, & \text{если } i \in I_u; \\ Q_{inф}, & \text{если } i \in I_u; \end{cases} \quad (7)$$

$$Q_{\text{инф}} \geq Q_{\text{ин}}; \quad (8)$$

$$Q_{i,j\phi} \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{ij}} X_{ijk} \right) = 0; \quad (9)$$

$$|P_{i\phi}^1 - P_{j\phi}^2| = c_{ij} \cdot Q_{i,j\phi}^2 (\bar{d}_{ij}^2 + \bar{d}_{ijk} \cdot X_{ijk})^{0.5}; \quad (i, j) \in T_{12}; \quad (10)$$

$$(P_{i\phi} - P_{j\phi}) \cdot \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{ij}} Y_{ijk} \right) = 0; \quad (11)$$

$$\begin{aligned} & \sqrt{(a_{ij}^* \cdot \min(P_{i\phi}^1, P_{i\phi}^2) - \max(P_{j\phi}^1, P_{j\phi}^2)) / \delta_{ij}^* +} \\ & + Y_{ijk} \cdot \sqrt{(a_{ijk}^* \cdot \min(P_{i\phi}^1, P_{i\phi}^2) - \max(P_{j\phi}^1, P_{j\phi}^2)) / b_{ijk}} = Q_{i,j\phi}, \quad (12) \\ & (i, j) \in T_{\text{кв}}; \end{aligned}$$

$$X_{ijk} = \{0; 1\}; \quad Y_{ijk} = \{0; 1\}. \quad (13)$$

Здесь приняты следующие обозначения (переменные с индексами ϕ отражают режим работы системы с учетом отказов и восстановлений, а переменные без них — безотказный режим работы системы):

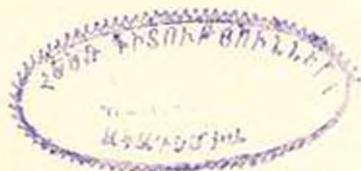
c_{ij} — функция затрат на замещающий вид топлива в i -ом пункте потребления газа с учетом отказов и восстановлений системы; $Q_{\text{ин}}$ — среднесуточная фиксированная потребность в газе i -го потребителя с учетом коэффициента неравномерности газопотребления; $Q_{\text{инф}}$ — минимально-допустимый суточный поток газа i -му потребителю, обусловленный технологическими условиями ее функционирования; $Q_{i,j\phi}$ — фактически ожидаемый поток газа i -му потребителю с учетом отказов и восстановлений системы; $P_i, P_j, P_{i\phi}, P_{j\phi}$ — давление газа в узлах i и j системы; $Q_{ij}, Q_{i,j\phi}$ — потоки газа через элемент i, j системы; $Q_{i\phi}, Q_{i,\text{инф}}$ — отборы газа из i -го источника системы; c_{ij} — коэффициент; $T_{12}, T_{\text{кв}}, I_{\text{п}}, I_{\text{и}}$ и $I_{\text{н}}$ — соответственно, множества газопроводных участков, компрессорных станций, потребителей, источников и нейтральных узлов системы, в которых отсутствуют как потребители, так и источники; $X_{\text{кв}}, X_{\text{инф}}$ — множества газопроводных участков и компрессорных станций, смежных к i -му узлу.

При наличии элемента между узлами i и j $X_{ij} = Y_{ij} = 1$.

Для новых элементов $X_{ij} = X_{i,\text{ин}}$ и $Y_{ij} = Y_{i,\text{ин}}$:

$$\begin{aligned} \text{sgn}(P_i - P_j) &= \{0, \text{ когда } P_i = P_j; 1, \text{ когда } P_i > P_j; \\ &-1, \text{ когда } P_i < P_j\}. \end{aligned}$$

Условия (2) — (6) отражают технологические связи между режимными переменными системы при условии ее безотказного функционирования, а (7) — (13) — те же связи с учетом отказов и восстановлений



элементов сети. При этом условия (2), (7) отражают баланс газа в узлах системы; условия (3), (4) и (8), (9) относятся к газопроводным участкам, (5, 6) и (11), (12) — компрессорным станциям. Причем, условия (3), (9) и (5), (11) записываются только для тех новых газопроводных участков и компрессорных станций, по которым можно не принимать какие-либо решения (для них ставятся условия: $\sum X_{ijk} < 1$; $\sum Y_{ijk} < 1$). Если же по новому элементу (i, j) обязательно нужно выбрать новое техническое решение, то ставятся условия $\sum X_{ijk} = 1$; $\sum Y_{ijk} = 1$.

Кроме описанных условий на переменные $P_i, P_{ij}, P_j, P_{jk}, P_{ij}, Q_{ijk}$ (может быть и на Q_{in}, Q_{ijk}) ставятся непосредственные условия типа „не более чем“ и (или) „не менее чем“.

Как видно, учет надежности функционирования при данном подходе приводит к рассмотрению дополнительных условий и удвоению количества непрерывных режимных переменных, что несколько усложняет реализацию модели. Число же структурных (булевых) переменных при этом не изменяется. Как и ранее [1], реализация модели осуществляется разработанными методами частично-дискретного математического программирования или же методами полностью непрерывного математического программирования, если использовать эквивалентные условия по булевым переменным (например, $X_{ijk}^2 - X_{ijk} = 0$ и $Y_{ijk}^2 - Y_{ijk} = 0$).

Расчетный пример. Рассмотренная выше модель апробирована на примере газотранспортной сети, представленной на рисунке, где компрессорные станции (1, 2), (15, 7), (8, 10) обозначены прямоугольниками, а газопроводные участки (2, 3), (3, 4), (3, 6), (4, 5), (6, 5), (5, 8), (6, 9), (8, 9), (10, 11), (11, 12), (11, 13), (11, 14) — отрезками прямых, причем, сплошными линиями обозначены уже действующие элементы, а пунктирными — новые. Параметры действующих газопроводных участков указаны на рисунке. На компрессорных станциях (1, 2) и (15, 7) установлены по четыре центробежных компрессора типа 280, работающих по схеме одноступенчатого сжатия в параллельных группах. Система предназначена для снабжения газом потребителей, расположенных в узлах 4, 6, 9, 12, 13, 14 (они указаны на рис. стрелками) потребности которых, соответственно, равны: 23, 9; 2; 5, 86; 2, 97; 16, 66 и 4, 3 млн. м³/сутки газа. Газ в систему поступает из двух источников — 1 и 15 — с давлениями, соответственно, в 43, 8 и 42 ата.

С целью обеспечения потребителей необходимыми объемами топлива рассматриваются следующие варианты усиления элементов газотранспортной системы:

усиление компрессорной станции (15, 7) дополнительно одной, двумя и тремя линиями одноступенчатого сжатия с аналогичными агрегатами типа 280;

строительство новой станции (8, 10) с двумя, тремя и четырьмя параллельно работающими агрегатами типа 280 по схеме одноступенчатого сжатия;

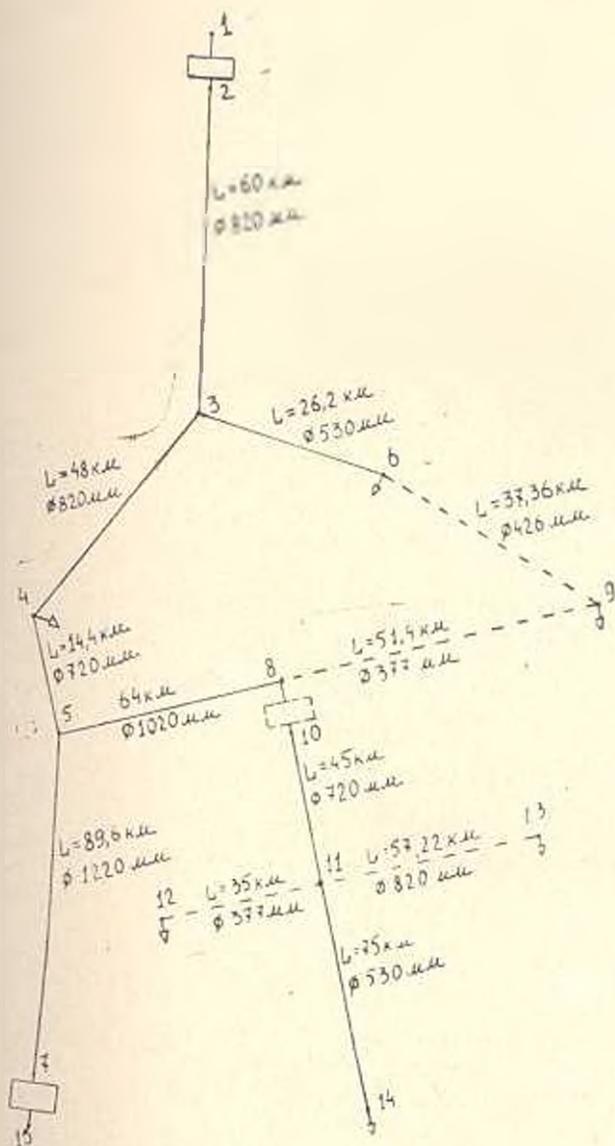


Рис.

строительство новых газопроводных участков (6, 9), (8, 9), (11, 12) и (11, 13), по которым рассматриваются по шесть вариантов проведения ниток с диаметрами 377, 426, 530, 720, 820 и 1020 мм.

По компрессорной станции (1, 2) и остальным газопроводным участкам варианты по их усилению не предусматривались.

Математическая модель рассматриваемой задачи оптимизации включает 30 булевых и 50 непрерывных переменных. Ее решение осу-

шествлено по программе, реализующей двухэтапную релаксационную процедуру поиска минимума по булевым и непрерывным переменным [3]. Однако, в отличие от [3] этап поиска минимума по непрерывным переменным был осуществлен по методу покоординатного поиска.

В результате решения задачи оптимизации получены величины потоков и давлений газа, отражающие безотказный и фактический режимы работы системы, а также необходимые суточные потоки замещающего вида топлива потребителям. В качестве замещающего вида топлива рассматривался уголь.

Полученные технические решения по новым газопроводным участкам указаны на рис. По компрессорной станции (15, 7) получено, что необходимо добавить два агрегата, которые с установленными четырьмя агрегатами образуют шесть параллельных групп одноступенчатого сжатия. Компрессорную станцию (8, 10) необходимо оснастить четырьмя агрегатами.

ВНИИЭгазпром

Поступило 2 VII 1980

1. 2 ՀՈՒՆԱՅԱՆ

ԳԱՋԻ ՓՈՒԿԱԳՐՄԱՆ ՕՊՏԻՄԱԿ ՀԱՄԱԿԱՐԿԵՐԻ ԸՆՏՐՄԱՆ ՄԱՍԻՆ՝ ՀԱՇՎԻ ԱՌՆԵԼՈՎ ԵՐԱՆՑ ԴՈՐԾՆԵՌԻՔԱՆ ՀՌԵՍԱԼԻՈՒԹՅՈՒՆԸ

Ա մ փ ո փ ո լ մ

Գիտարկվում է գազի փոխադրման համակարգերի դարգացման օպտիմալացման տարրերակային մոդել՝ նրանց դործունեության հուսալիությունը արտացոլող պայմաններով: Բերվում են հաշվարկային օրինակի արդյունքները:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Уманян Л. А. Выбор оптимальных систем транспорта газа. Реф. сб. «Транспорт и хранение газа», № 12, 1979, М., ВНИИЭгазпром
2. Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. М., «Недра», 1974.
3. Лиониз В. И. Об одной задаче невыпуклого программирования. «Тр. 2-й лимб. шк. по мат. программы и смежн. полр». Вып. III, М., ЦЭМИ АН СССР, 1969.