ЭНЕРГЕТИКА

Л. А. УШАНЯН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ
 С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Рассматривается задача проектирования оптимальных газотранспортных систем с учетом надежности их функционирования. Она является развитием [1] в направлении учета фактора надежности. Учитывая сложность реализации задачи для общего случая, по сравнению с [1] сделаны следующие упрощающие предположения.

1. Топологию сети считают априорно заданной, т. е. не рассматриваются альтернативные элементы (газопроводные участки и компрессорные станции), а также узлы с неизвестными координатами расположения.

2. По компрессорным станциям не рассматриваются конкретные типы агрегатов и ограничиваются вопросом определения их рабочих мощностей. При этом многошаговый расчет компрессорных станций на базе использования режимных характеристик нагнетателей заменяется на использование следующего соотношения [2]:

$$N = \frac{\gamma (P_n, T) \cdot T}{250 \cdot \eta} \cdot \frac{m}{m-1} \cdot Q \left[\left(\frac{P_n}{P_0} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right], \quad (1)$$

где N — требуемая мощность компрессорной станции, $MВт$; Q — коммерческий расход газа через станцию, $млн \cdot м^3/сут$; P_0, P_n — соответственно, давления нагнетания и всасывания на станции, $МПа$; γ — коэффициент сжимаемости газа; η — к. п. д. станции; T — температура газа на входе станции, $К$; m — показатель политромы.

При использовании (1) приведенные затраты на компрессорную станцию рассчитывают по формуле:

$$Z = E_n \cdot K \cdot (N - N_v) + \Theta \cdot N, \quad (2)$$

где K — удельные капитальные затраты на единицу добавляемой мощности; $E_n = 0,12$ — нормативный коэффициент эффективности; Θ — удельные эксплуатационные затраты на единицу мощности; N_v — установленная мощность на станции.

Кроме того, будем исходить из предположения, что компрессорные станции, после определения их оптимальных рабочих мощностей, осна-

щаются достаточным количеством резервных агрегатов. Таким образом, вероятность безотказной работы компрессорных станций на рабочих мощностях будем принимать равной единице. Такое допущение не является принципиальным, однако упрощает реализацию задачи оптимизации.

Для учета влияния газопроводных участков на надежность газоснабжения будем исходить из оценки и учета их средних диаметров или комплексов [1] в период функционирования системы, рассчитываемых с помощью показателей удельной интенсивности аварий λ и среднего времени ремонтно-восстановительных работ $T_{р.}$. Такие оценки значительно упрощаются, если пренебречь вероятностью одновременного отказа более одного элемента на одном и том же участке, а также заменить математическое ожидание функции многих случайных переменных той же функцией от математических ожиданий аргументов [3].

Математическую модель задачи проектирования газотранспортных систем с учетом надежности их функционирования можно представить следующим образом: найти минимум

$$\sum_{i \in T_{гп}} \min_{u_{ij}} Z_{ij}(u_{ij}, P_i, P_j, Q_{ij}) + \sum_{i \in T_{кв}} Z_{ij}(P_i, P_j, Q_{ij}) + 365 \times \\ \times \sum_{i \in T_{н}} \varphi_i(Q_{in} - Q_{inф}) \rightarrow \min \quad (3)$$

при следующих условиях, обеспечивающих технологически допустимое функционирование системы:

$$\sum_{i \in T_{гп}} \operatorname{sgn}(P_j - P_i) \cdot Q_{ij} + \sum_{i \in T_{кв}} \operatorname{sgn}(P_i - P_j) \cdot Q_{ij} = \begin{cases} Q_{in}, & \text{если } i \in I_a \\ 0, & \text{если } i \in I_n; \\ Q_{inф}, & \text{если } i \in I_n \end{cases} \quad (4)$$

$$|P_i^2 - P_j^2| \leq c_{ij} \cdot Q_{ij}^2 / d_{ij}^{5,2}; \quad (5)$$

$$\sum_{i \in X_{гп}} \operatorname{sgn}(P_{iф} - P_{iв}) \cdot Q_{iв} + \sum_{i \in X_{кв}} \operatorname{sgn}(P_{iв} - P_{iф}) \cdot Q_{iв} = \begin{cases} Q_{inф}, & \text{если } i \in I_n \\ 0, & \text{если } i \in I_n; \\ Q_{inф}, & \text{если } i \in I_n \end{cases} \quad (6)$$

$$Q_{iвф} \geq Q_{inф}; \quad (7)$$

$$|P_{iф}^2 - P_{iв}^2| = c_{ij} \cdot Q_{iвф}^2 / (\bar{d}_{iвф}^{5,2} + \bar{d}(u_{ij})^{2,6}); \quad (8)$$

Первое слагаемое целевой функции (3) представляет суммарные годовые приведенные затраты по газопроводным участкам системы, где $T_{гп}$ — множество всех газопроводных участков системы; Z_{ij} — годо-

ные приведенные затраты на участок (i, j) ; P_i, P_j — соответственно, входное и выходное давления газа элемента (i, j) ; Q_{ij} — поток газа через элемент (i, j) ; n_{ij} — выбираемое техническое решение (параллельные нитки, лунинг, вставка или их комбинации) на участке (i, j) ; i, j — номера узлов сети.

Второе слагаемое выражения (3) представляет собой суммарные годовые приведенные затраты по компрессорным станциям системы ($T_{кс}$ — множество компрессорных станций), а третье слагаемое — суммарные годовые затраты на замещающий вид топлива в пунктах потребления (I_n — множество потребителей системы), где $\varphi_i(Q_{i, \text{н.г.}} - Q_{i, \text{н.д.}})$ — зависимость затрат на замещающий вид топлива в i -м пункте потребления; $Q_{i, \text{н.г.}}$ — среднесуточная потребность в газе i -го потребителя; $Q_{i, \text{н.д.}}$ — ожидаемый среднесуточный поток газа i -му потребителю с учетом отказов и восстановлений газопроводных участков системы.

Условия (4) записываются для всех узлов сети и отражают баланс газа в них, где приняты следующие обозначения: I_n — множество нейтральных узлов сети, в которых отсутствуют как потребители, так и источники газа; Q_{in} — отбор газа из i -го источника; I_n — множество источников газа системы; X_{ij}, X_{kj} — соответственно, подмножества газопроводных участков и компрессорных станций, связанных с i -м узлом.

Неравенства (5) представляют собой функциональные условия по газопроводным участкам. Это уравнения стационарного течения газа по трубам, в которых знак «равно» заменен на «меньше или равно». Такая замена позволяет рассматривать варианты усиления по соответствующим участкам, исключая варианты снижения их пропускной способности. Если же априори выделены участки, которые не должны усиливаться, то необходимо для них условия (5) записать со знаком «равно». В условиях (5): c_{ij} — коэффициент; d_{ij} — эквивалентный диаметр труб, действующих на участке (i, j) .

Условия (4), (5) совместно обеспечивают необходимые технологические условия при безотказной работе системы. Условия (6) — (8) по форме повторяют (4) и (5), но относятся к периоду функционирования системы с учетом отказов и восстановлений. Этот момент отражен добавлением индексов «ф» при соответствующих переменных: $Q_{i, \text{н.г.}}$ — тот минимальный поток газа i -му потребителю ($i \in I_n$), при котором обеспечивается технологически допустимое его функционирование; $d(u_{ij})$ — эквивалентный диаметр, который соответствует техническому решению u_{ij} на участке (i, j) ; $\bar{d}_{ij}, \bar{d}(u_{ij})$ — средние значения этих величин, вычисляемые с учетом отказов и восстановлений ниток, лунингов, вставок [2].

Кроме указанных условий, на переменные P_i, P_j и $P_{i, \text{н.г.}}, P_{i, \text{н.д.}}$ возможно и на $Q_{ij}, Q_{i, \text{н.г.}}$ ставятся прямые ограничения типа «не больше, чем» и «не меньше, чем».

Рассмотрим теперь способы реализации описанной выше модели, которая является задачей нелинейного математического программирования. Так же, как и в случае [1], она может быть реализована с помощью технико-экономических характеристик газопроводных участков.

При таком подходе общее решение задачи оптимизации осуществляется за три шага.

1. Расчет технико-экономических характеристик газопроводных участков.

2. Оптимизация модели по режимным переменным $P_1, P_2, Q_{1f}, P_{1ф}, Q_{1ф}$ системы.

3. Расчет оптимальных технических решений газопроводных участков по соответствующим комбинациям оптимальных переменных P_1, P_2, Q_{1f} .

При этом, для реализации модели (3)–(8) параллельно с расчетом технико-экономических характеристик необходимо рассчитать и зависимости $\bar{d}(u_{ij})$, которые можно представить и как $\bar{d}(P_1, P_2, Q_{1f})$. Эти зависимости подставляются в условия (8). Механизм получения таких зависимостей принципиально ничем не отличается от случая учета какого-либо дополнительного фактора и для учета фактора металловоложений он описан в [4].

Վ. Հ. ՀԱՆՁԱՆՅԱՆ

ԳՈՋԱՏՐԱՆՎՈՐՈՒՄՆԵՐԻ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻՐԻ ՆԱԽԱԳԾՈՒՄԸ: ՀԱՆՎԻ ԱԲՆՆԵՐԸ, ԳՈՐՈՒՆԵՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՐՍԱԿՈՒԹՅՈՒՆԸ

Ա. մ. փ. ո. փ. ո. ի. մ.

Դիտարկված են գորգոցող գազատրանսպորտային համակարգերի հարաշինման և նախագծային պարամետրերի համառոտ օպտիմիզացիան ինդերի գրվածքը և լուծման մեթոդները՝ հաշվի առնելով հուսալիության ցուցանիշները նրանց գործունեության փուլում:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Уманян Л. А., Арустамян А. Г. Инструкция по оптимизации газотранспортных систем.— М.: ВНИИЭгазпром, 1979.— 24 с.
2. Загоринский Э. Е. Энергетический метод определения режима работы многоцелевой компрессорной станции.— Экспресс-информация «Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве», № 21, 1976, М.: ВНИИЭгазпром, с. 3—4.
3. Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатации систем дальнего транспорта газа.— М.: «Недра», 1974.— 432 с.
4. Уманян Л. А. Проектирование оптимальных газотранспортных систем с учетом фактора металловоложений.— В реф. сб.: «Экономика газовой промышленности», вып. 10, 1979, М.: ВНИИЭгазпром, с. 30—34.