

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТРАНСПОРТА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (НА ПРИМЕРЕ ГАЗОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА)

Варшавский Л. Е.

(Москва)

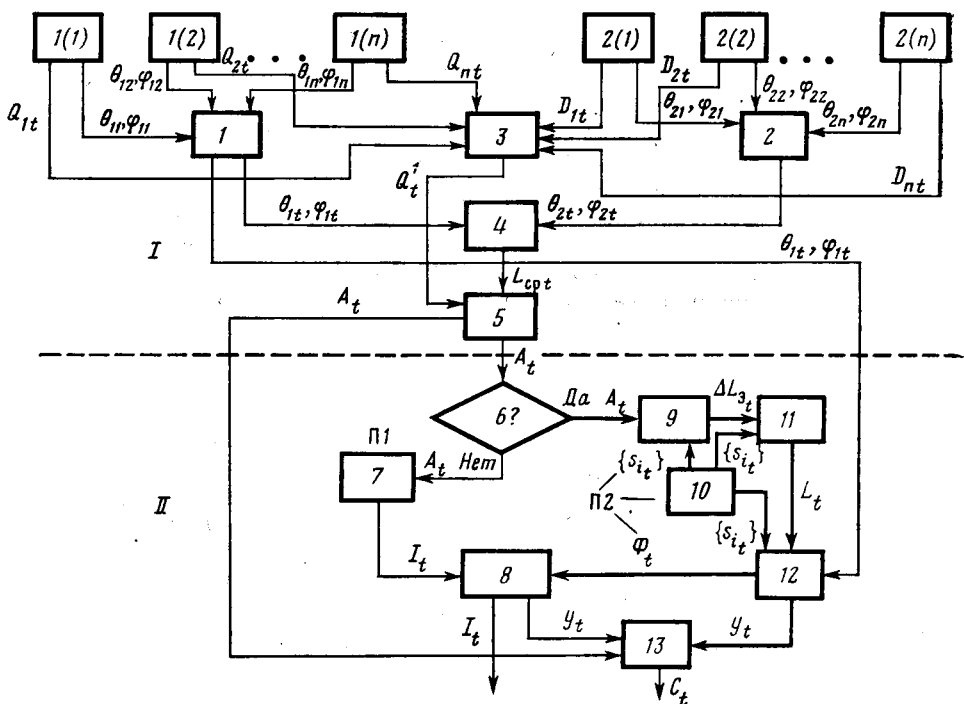
В докладе Генерального секретаря ЦК КПСС товарища Горбачева М. С. на XXVII съезде КПСС отмечалось огромное значение, которое придает партия развитию производственной инфраструктуры, особенно транспорта и связи.

В настоящее время транспорт — один из важнейших факторов размещения производства топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Их доля в общем объеме грузооборота составляет приблизительно 50% [1, с. 296, 298], а для отдельных видов ТЭР затраты на транспортировку превышают издержки производства. Так, удельный вес транспортной составляющей в приведенных затратах на получение в центре Европейской части страны газа из районов Тюменской области и Средней Азии составляет 60—75%, кузнецкого угля — 50—60% [2, с. 4; 3, с. 24—29]. На магистральные газопроводы приходится свыше $\frac{2}{3}$ капитальных вложений в газовую отрасль и 70% основных производственных фондов (ОПФ) [4, с. 2]. Доля инвестиций в нефтепроводный транспорт в общих капитальных вложениях в нефтяную промышленность достигла в 1980 г. 20% [5, с. 37].

В моделях оптимизации развития и размещения отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) транспортный фактор учитывается в отдельном блоке или в форме ограничений, определяемых развитием транспорта, включением транспортной составляющей в общие затраты и т. д. [6—9]. Для большинства используемых моделей требуется достаточно детальная информация о технико-экономических показателях (ТЭП) транспортных систем или их частей (например, ТЭП отдельных трубопроводов), целесообразности ввода и эксплуатации, а также производительность которых в перспективе определяются при оптимизации. Однако информация о ТЭП некоторых объектов может отсутствовать, как, например, на начальной стадии разработки схем развития и размещения отраслей ТЭК, а также технико-экономических обоснований (ТЭО) целесообразности освоения новых топливных баз, когда конкретные транспортные системы (или их части) еще не спроектированы, но требуется наметить эффективные варианты размещения производства и потребления ТЭР.

Один из путей преодоления подобных трудностей — использование наряду с имеющейся проектной информацией и экспертными оценками агрегированных эконометрических моделей прогнозирования ТЭП производства и транспортировки ТЭР. После такого прогноза и предварительной оценки наиболее эффективных вариантов размещения производства ТЭР могут быть конкретизированы задания на проектирование отдельных транспортных систем и обустройство месторождений топлива и далее проведена оптимизация развития и размещения отраслей ТЭК.

В данной работе на примере газопроводного транспорта рассматривается методика эконометрического прогнозирования динамики ключевых ТЭП транспортировки ТЭР, предназначенная для использования на начальной стадии разработки схем развития и размещения отраслей ТЭК, ТЭО освоения топливных баз, а также основных направлений экономического и социального развития отраслей ТЭК. В соответствии с этой методикой выделяются два этапа прогнозирования (см. рисунок).



$1(1), 1(2), \dots, 1(n), 2(1), 2(2), \dots, 2(n)$ – географические координаты центров добычи и потребления газа в районах $1, \dots, n$, $\theta_{ki}, \varphi_{ki}$ $k=1, 2; i=1, \dots, n$; объемы добычи и потребления газа в районах $1, \dots, n$, Q_{ii}, D_{ii} ; $1, 2$ – географические координаты центров добычи и потребления газа в стране $\theta_{ki}, \varphi_{ki}$, $k=1, 2$; 3 – объем транспортировки газа Q_{it} ; 4 – средняя дальность транспортировки $L_{ср}$; 5 – транспортная работа A_t ; 6 – учет НТП и природно-географических факторов; 7 – модель: капитальные вложения I_t – транспортная работа A_t ; 8 – инвестиционно-фондовая модель: капитальные вложения I_t – стоимость основных производственных фондов ОПФ – среднегодовая y_t , на начало года – Φ_t ; 9 – модель протяженности вводимых магистральных газопроводов МГ ΔL_{gt} – транспортная работа A_t ; 10 – факторы НТП (структура протяженности вводимых МГ $\{s_{it}\}$); 11 – модель динамики протяженности МГ L_t ; 12 – модель расчета стоимости ОПФ; 13 – модель расчета эксплуатационных затрат C_t ; I – этап I; II – этап II; П1 – подход 1; П2 – подход 2

На первом этапе проводится эконометрический прогноз объема грузооборота (транспортной работы), результаты которого являются исходными для прогноза объемов мощностей, материальных ресурсов, капитальных вложений, ОПФ для большинства видов транспорта [10, 11].

Прогноз объемов грузооборота осуществляется с помощью экзогенно заданных на перспективу уровней производства и потребления рассматриваемого вида ТЭР во всех районах – потребителях и производителях. Вопросы прогнозирования региональных уровней производства и потребления ТЭР в настоящей работе не затрагиваются, отметим лишь, что для прогноза региональных уровней потребления требуется порайонная информация о развитии и размещении всех отраслей народного хозяйства, являющихся потребителями данного вида ТЭР. Расчет уровней потребления может быть проведен на основе эконометрических моделей или методом прямого счета [12].

При определении перспективных региональных уровней производства ТЭР могут быть использованы проекты добывающих и перерабатывающих предприятий в сочетании (в случае необходимости) с экспертной информацией и эконометрическими моделями [13].

Рассматриваемый в работе метод прогноза объемов грузооборота, соответствующих исследуемым вариантам размещения производства и потребления ТЭР, достаточно универсален и может быть применен к отдельным видам трубопроводного транспорта и к железнодорожным перевозкам угля.

На втором этапе осуществляется эконометрический прогноз объемов капитальных вложений, стоимости ОПФ, эксплуатационных затрат. Разработанные для этого этапа эконометрические модели построены с учетом специфики трубопроводного транспорта, что потребовало привлечения не только экономико-статистической, но и справочной технико-экономической информации. На этом этапе (см. рисунок) для кратко- и среднесрочного прогнозирования (на 5–7 лет) применяется подход I, основанный на использовании сложившихся связей между обобщающими показателями (капитальными вложениями, транспортной работой, ОПФ); для долгосрочного прогнозирования — подход II, учитывающий научно-технические и природно-географические факторы, которые могут изменить установившиеся взаимосвязи показателей в долгосрочной перспективе (на рисунке связи между моделями при подходе I отображены тонкими, а при подходе II — толстыми линиями).

1. ЭКОНОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ОБЪЕМА ГРУЗОБОРОТА (ТРАНСПОРТНОЙ РАБОТЫ)

Прямые методы составления надежного прогноза объемов грузооборота часто оказываются весьма трудоемкими и непригодными для укрупненных предплановых расчетов на перспективу, поскольку эти объемы определяются величиной и направлением грузопотоков, территориальной структурой производства и потребления продукции, конфигурацией и протяженностью транспортной сети. Это особенно характерно для ТЭР, потребители которых территориально рассредоточены, в частности для природного газа, энергетического угля.

Сложность прямых методов расчета грузооборота на перспективу, например, в газопроводном транспорте, вызвана и тем, что в состав Единой системы газоснабжения входят закольцованные системы газопроводов различной производительности с взаимосвязанными режимами функционирования. Поэтому в предплановых разработках используют укрупненные прогнозы грузооборота A_t , базирующиеся на определении объема Q_t^1 и средней дальности $L_{cp t}$ перевозки грузов [14]

$$A_t = Q_t^1 L_{cp t}, \quad (1)$$

где t — индекс года периода прогнозирования.

Методы прогнозирования средней дальности транспортировки. Особую трудность представляет прогноз средней дальности транспортировки, зависящей, как и грузооборот, от множества обстоятельств, среди которых наиболее значимые — факторы размещения производства и потребления продукции [15]. В качестве характеристик размещения могут быть приняты географические центры производства и потребления, задаваемые географическими координатами широты θ_{kt} и долготы φ_{kt} ($k=1$ соответствует производству данной продукции, $k=2$ — ее потреблению) [9, 16]

$$\theta_{kt} = \sum_{i=1}^n \theta^{ki} \delta_{kit}, \quad \varphi_{kt} = \sum_{i=1}^n \varphi^{ki} \delta_{kit}, \quad k = 1, 2, \quad (2)$$

$$\delta_{1it} = \frac{Q^{it}}{Q_t}, \quad \delta_{2it} = \frac{D^{it}}{D_t}, \quad Q_t = \sum_{i=1}^n Q^{it}, \quad D_t = \sum_{i=1}^n D^{it}, \quad (3)$$

где θ^{ki} , φ^{ki} — географические координаты центров производства и потребления продукции в районе i ; Q^{it} , D^{it} — объемы производства и потребности в продукции в районе $i=1, \dots, n$.

Таким образом, средняя дальность транспортировки продукции считается функцией географических координат центров ее производства и потребления, вид и параметры которой могут быть определены на основе анализа регрессий [9, 16]. Идентификация регрессионных зависимостей упрощается в случае принятия гипотезы о том, что средняя дальность транспортировки — функция расстояния между центрами производства и потребления продукции, которое в свою очередь связано с географически-

ми координатами центров производства и потребления геометрическими соотношениями. Под расстоянием можно, например, понимать длину хорды или дуги окружности, которые соединяют центры производства и потребления.

Чтобы связать среднюю дальность транспортировки с географическими координатами, достаточна однофакторная регрессионная зависимость ее от расстояния S_i . Удобной формой зависимости является, например, степенная

$$L_{cp\ i} = aS_i^b, \quad (4)$$

где a и b — параметры.

Как показывают расчеты, значения расстояния между центрами добычи и потребления газа, вычисленные по различным геометрическим формулам, незначительно отличаются друг от друга (для природного газа относительное отклонение за годы четырех последних пятилеток не превышает 0,5%). Что касается зависимости средней дальности транспортировки газа от расстояния, то она характеризуется достаточной устойчивостью a и b . Так, оценки параметров $a' = \ln a$ и b , полученные на основе данных за 1960—1977 гг., составили 1,186 и 0,879. В то же время использование более полной информации за 1960—1980 гг. привело к близким значениям — 1,204 и 0,876 (расчеты проведены по [3, с. 73, 74, 78; 17, с. 2; 18, с. 161; 19, с. 5]).

Максимальная ошибка прогнозов средней дальности транспортировки газа на 1978—1981 гг. для зависимости, построенной по выборке из данных за 1960—1977 гг. оказалась не более 1% от значения средней дальности или 15% ее годового прироста, причем ошибка прогноза на 1981 г. практически равна нулю.

Таким образом, рассмотренный метод расчета средней дальности транспортировки может быть применен при разработке укрупненных перспективных прогнозов ТЭП газопроводного транспорта или для оценки средней дальности как перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам, так и перевозки на железнодорожном транспорте угля и таких грузов, которые условно объединяют в группы черных металлов и нефтяных грузов. В последних случаях, однако, целесообразна более дробная номенклатура продукции (чугун, сталь, прокат с разбивкой по видам; автобензин, дизельное топливо, мазут и т. д.). Указанная детализация необходима для учета влияния специализации и комбинирования производства на межрегиональный ассортиментный обмен, приводящий к увеличению средней дальности перевозки.

Методы прогноза объемов перевозки ТЭР. Поскольку часть ТЭР может перерабатываться или использоваться в районе производства, а также в связи с возможностью многократной перевалки топливных грузов, объемы их перевозок Q_i^1 несколько отличаются от объемов производства Q_i . Например, поступление газа в магистральные газопроводы (этот показатель соответствует объему грузоперевозок на других видах транспорта) в 1980 г. был равен 93% всей добычи естественного газа в стране [18, с. 161]. Около 85% от объема газа, не поступающего в магистральные газопроводы, т. е. от $Q_i - Q_i^1$, приходится на две составляющие [19, с. 24].

Первая из них — расход газа на собственные нужды нефте- и газопромыслов (для газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций, газлифтной эксплуатации нефтяных скважин и т. д.), а также для объектов производственной инфраструктуры, связанных с развитием нефтегазодобывающей промышленности (электростанции, котельные, базы стройиндустрия и др.) — Γ_{1i} (45% от $Q_i - Q_i^1$ [19, с. 24]). В перспективе значительную долю в Γ_{1i} может, в частности, составлять низконапорный газ истощающихся месторождений, который целесообразнее не транспортировать по магистральным газопроводам, а использовать в районе добычи. При укрупненных расчетах величину Γ_{1i} можно принять пропорциональной объемам добычи нефти и газа.

Вторая составляющая — расход газа на газоперерабатывающих заводах — Γ_{2i} . В связи с переходом к разработке месторождений со сложным компонентным составом газа (наличие сероводорода, углекислого газа) и

необходимостью более полного извлечений полезных компонентов (этана, пропан-бутановых фракций, газового бензина), удельный вес Γ_{2t} в объеме газа, не поступающего в магистральные газопроводы, возрастает (в 1975 г. он немногим превышал 20%, а в 1980 г. уже приближался к 40% [19, с. 24]).

Простейший расчет Γ_{2t} может быть проведен на основе данных о составе газа, идущего на переработку, ее объемах и коэффициентах извлечения отдельных компонентов.

Таким образом, учитывая большую долю составляющих Γ_{1t} и Γ_{2t} в разности $Q_t - Q_t^1$, при укрупненных расчетах можно считать, что объем поступления газа в магистральные газопроводы равен

$$Q_t^1 = Q_t - \Gamma_{1t} - \Gamma_{2t}. \quad (5)$$

Методы прогноза объемов грузооборота. Итак, объем грузооборота

$$A_t = Q_t^1 a S_t^b (\theta_{1t}, \varphi_{1t}, \theta_{2t}, \varphi_{2t}). \quad (6)$$

Для отдельных видов ТЭР (уголь, нефть) потери при транспортировке сравнительно невелики. Поэтому можно считать, что объемы их производства Q_t и потребления D_t практически совпадают, т.е. $Q_t \approx D_t$. В этом случае показатели грузооборота могут быть достаточно легко определены в соответствии с изложенной методикой. Если же при транспортировке имеют место значительные потери топлива или оно используется в самом транспортном процессе, то расчеты несколько усложняются, так как объемы добычи, необходимые для удовлетворения заданных объемов потребности, заранее неизвестны.

В качестве примера рассмотрим методику определения транспортной работы, соответствующей заданным уровням потребности в газе и ее размещению. Значительную долю (в 1980 г. — 9% объема поступающего в газопроводы газа [19, с. 24]) составляют расход газа на привод газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций q_{1t} и его потери в газопроводах q_{2t} . В макроэкономических расчетах эти показатели принимаются пропорциональными объемам грузооборота и поступления газа в газопроводы

$$q_{1t} = c_1 A_t, \quad q_{2t} = c_2 Q_t^1. \quad (7)$$

С учетом (6), (7) условие баланса между потребностью и добычей газа приобретает вид

$$Q_t = D_t + \left[Q_t - \sum_i (\Gamma_{1it} + \Gamma_{2it}) \right] [c_1 L_{cp t} (\theta_{1t}, \varphi_{1t}) + c_2]^*, \quad (8)$$

где $L_{cp t}$ — функция координат центров добычи (координаты $\theta_{2t}, \varphi_{2t}$ центра потребления, соответствующего заданным объемам потребления, известны).

Балансовое соотношение (8) связывает уровни добычи $Q_{it}, i=1, \dots, n$, одновременно во всех добывающих районах, поэтому независимо друг от друга могут быть заданы варианты добычи только в $n-1$ районах. Следовательно, перед прогнозом транспортной работы необходимо решить уравнение (8) относительно либо оставшегося незадаанным объема добычи в одном из районов, либо суммарного объема добычи. После этого могут быть вычислены координаты центра добычи на основе (2), (3), величина средней дальности транспортировки газа $L_{cp t}$ (на основе (4) и объем транспортной работы A_t с помощью (6)).

Будем считать, что заданными являются уровни добычи $Q_{it}, i=1, \dots, n-1$, а неизвестен уровень добычи Q_{nt} в районе n или, что равносильно,

$$\text{но, общий уровень добычи газа } Q_t = Q_{nt} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{it}.$$

При проведении расчетов в качестве n удобно взять один из районов

* В D_t включена потребность в газе отраслей народного хозяйства, экспорт, а также разница между закачкой и отбором газа из подземных газохранилищ.

с надежной сырьевой базой, например, на севере Тюменской области, в которой сосредоточена значительная часть общесоюзных запасов газа [20].

Рассмотрим метод решения нелинейного уравнения (8) относительно Q_i . Для этого перепишем переменные θ_{it} , φ_{it} в виде

$$\theta_{it} = \theta_{1n} + (\theta_{it}^{n-1} - \theta_{1n}) \frac{Q_i^{n-1}}{Q_i}, \quad \varphi_{it} = \varphi_{1n} + (\varphi_{it}^{n-1} - \varphi_{1n}) \frac{Q_i^{n-1}}{Q_i}, \quad (9)$$

где $Q_i^{n-1} = \sum_{i=1}^{n-1} Q_{it}$ — суммарный объем добычи в $n-1$ районах; θ_{it}^{n-1} , φ_{it}^{n-1} — географические координаты центра суммарной добычи в $n-1$ районах, определяемые по аналогии с (2) — (3)

$$\theta_{it}^{n-1} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} \theta_{1i} Q_{it}}{Q_i^{n-1}}, \quad \varphi_{it}^{n-1} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} \varphi_{1i} Q_{it}}{Q_i^{n-1}}.$$

Как следует из (8) и (9), при $\theta_{1n} > \theta_{it}^{n-1}$, $\varphi_{1n} > \varphi_{it}^{n-1}$ правая часть уравнения (8) является монотонно возрастающей функцией f искомой переменной Q_i . В области, представляющей практический интерес, производная функции $f(Q_i)$ меньше единицы, так что ее неподвижная точка Q_i^* (решение (8)) может быть найдена с помощью простейшей итеративной процедуры

$$Q_i^{k+1} = f(Q_i^k), \quad k = 0, 1, \dots,$$

где Q_i^k — приближение к решению (8) на итерации k .

Как показывают расчеты, решение с приемлемой точностью (до 0,1%) достигается за 3–5 итераций. После определения искомого объема добычи Q_i , Q_{nt} , необходимых для удовлетворения экзогенно заданных уровней потребности D_{it} , $i=1, \dots, n$, D_{it} могут быть найдены значения переменных θ_{it} , φ_{it} , $L_{cp\ i}$, A_i , q_{1t} , q_{2t} .

Рассмотренный метод использовался при прогнозировании объемов транспортной работы и средней дальности транспортировки газа в стране. Прогнозы оказались весьма близкими к результатам [21], полученным на основе детальных расчетов (максимальное отклонение составило лишь 1,7%).

2. ЭКОНОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ, ОПФ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Грузооборот является исходным показателем для большинства методов укрупненного макроэкономического расчета объемов капитальных вложений в транспорт и основных производственных фондов (ОПФ) на перспективу [10, 11]. Эти ключевые показатели экономического развития могут быть, в частности, определены либо на базе тех или иных модификаций производственных функций, либо путем расчета мощностей, соответствующих заданным объемам грузооборота* или же с помощью показателя приростной капиталоемкости (на прирост грузооборота [11]). Независимо от принципиальной схемы прогноза капитальных вложений и ОПФ в расчетах необходимо учитывать динамику превращения капитальных вложений в ОПФ и производственные мощности, динамику освоения вводимых ОПФ и мощностей, факторы научно-технического прогресса и природно-географические.

В нижней части рисунка представлено два возможных подхода к эконометрическому прогнозированию капитальных вложений, ОПФ и эксплуатационных затрат на газопроводном транспорте (этап II).

Первый подход к определению этих показателей состоит в использова-

* Этот метод распространен при установлении потребности в мощностях подвижного состава на железнодорожном транспорте и на флоте [11].

нии агрегированной динамической взаимосвязи между капитальными вложениями и вызываемым ими эффектом (прирост транспортной работы) в форме запаздываний [9], модели динамики ОПФ и модели динамики эксплуатационных затрат. Рассмотрим модели, применяемые в данном случае в качестве составных блоков.

Модель «капитальные вложения — прирост транспортной работы». Капитальные вложения дают полный эффект в виде прироста транспортной работы не сразу, а лишь по завершении всего комплекса взаимоувязанных СМР и процесса освоения. Например, в газопроводном транспорте полный эффект достигается не в момент ввода линейных сооружений, на которые приходится 70–75% капитальных вложений в сооружение газопроводов [3, с. 203], а лишь после ввода всех запроектированных компрессорных станций. Лаги между капитальными вложениями в сооружение газопроводов I_t и приростом транспортной работы ΔA_t хорошо описываются запаздываниями первого порядка [9]

$$\Delta A_t = \frac{\alpha}{1 - \lambda z^{-1}} I_t, \quad (10)$$

где z^{-1} — оператор запаздывания, т. е. $z^{-1} \Delta A_t = \Delta A_{t-1}$.

Как показывают расчеты для газопроводного транспорта страны, оценки параметра λ , полученные на основе данных за разные периоды (1966–1976 гг., 1968–1978 гг., 1970–1980 гг. [3, с. 56; 18, с. 161; 22, табл. 4]), практически совпадают и равны 0,65. Средний лаг между капитальными вложениями в сооружение газопроводов и эффектов в виде прироста транспортной работы, вычисляемый по формуле $T = 0,5 + \lambda / (1 - \lambda)$, составляет приблизительно 2,5 года. В то же время рассчитанные по информации за те же периоды времени оценки параметра α , характеризующего приростную капиталотдачу в год осуществления капитальных вложений (в расчете на прирост транспортной работы), равны $12 - 13 \frac{\text{млрд. м}^3/\text{км}}{\text{млн. руб}}$.

Устойчивость оценок параметра λ , отражающего динамику взаимосвязи, позволяет использовать их в перспективных расчетах. Что касается α , то его значение определяется природно-географическими условиями (перенесение строительства в районы Севера), а также факторами НТП (в настоящее время одним из важнейших является повышение диаметра вводимых трубопроводов). Реализация таких мероприятий, как увеличение доли газопроводов диаметром 1420 мм, рассчитанных на давление 75 атм, в структуре сооружаемых и вводимых газопроводов, а также удачный выбор трасс газопроводов (вдоль освоенных и осваиваемых коридоров), позволяет уже сейчас и в ближайшей перспективе в значительной степени компенсировать влияние природно-географических факторов на уменьшение коэффициента α . Это дает основание применять модель (10) при кратком и среднесрочном прогнозировании (на 5–7 лет). Исходными для расчетов являются объемы транспортной работы, определяемые в соответствии с рассмотренной в разд. 1 методикой.

Модель динамики ОПФ. Стоимость ОПФ рассчитывается после установления объемов капитальных вложений на основе следующей модели

$$\Phi_t = \Phi_{t-1} + v_{1t} + v_{2t} - w_{1t} - w_{2t}, \quad (11)$$

$$HC_t = HC_{t-1} - v_{1t} + (1-s)I_t, \quad (12)$$

$$v_{1t} = \alpha_1 HC_{t-1} + \beta_1 (1-s)I_t, \quad (13)$$

$$w_{1t} = \mu w_{1t-1} + \gamma (1-\mu) \Phi_{t-1}, \quad (14)$$

$$y_t = (1-\nu) \Phi_t + \nu \Phi_{t-1}, \quad (15)$$

где Φ_t , HC_t — стоимость ОПФ и объем незавершенного строительства на конец года t ; v_{1t} — стоимость вводимых новых ОПФ; v_{2t} — стоимость ОПФ, поступающих от других организаций; w_{1t} — стоимость ОПФ, выбывающих вследствие ликвидации и износа; w_{2t} — стоимость ОПФ, передаваемых без-

возмездно другими организациями; y_t — среднегодовая стоимость ОПФ; ν — коэффициент усреднения ($\nu=0,35$ [23]); s — доля капитальных вложений, не создающих основные фонды.

Соотношения (11) и (12) описывают изменение стоимости ОПФ и объемов незавершенного строительства; (13) совместно с (12) характеризует динамику объемов ввода новых ОПФ и незавершенного строительства. Нетрудно показать, что (12) и (13) могут быть сведены к распределенному запаздыванию *

$$v_{it} = \frac{\beta_1 + (\alpha_1 - \beta_1)z^{-1}}{1 - (1 - \alpha_1)z^{-1}} s I_t, \quad (16)$$

для которого среднее значение строительного лага равно $T_{стр} = 0,5 + (1 - \beta_1)/\alpha_1$. Как показывают расчеты, оценки параметров α_1 и β_1 составляют 0,71 и 0,38, т. е. среднее значение строительного лага при сооружении газопроводов — около полутора лет, что соответствует фактическим срокам строительства.

Уравнение (14) описывает процесс выбытия ОПФ вследствие их ликвидации и износа. Вид его показывает, что при постоянной стоимости ОПФ стоимость выбывающих ОПФ увеличивается со временем, причем коэффициент выбытия достигает γ . Учитывая, что средневзвешенные нормативные сроки службы линейных объектов, на которые приходится 70–75% стоимости ОПФ, — 33 года, а компрессорных станций — 17 лет [24], можно считать, что $\gamma=0,033$, при этом $\mu=0,982$. Соотношение (15) устанавливает связь между стоимостью ОПФ на конец года и их среднегодовой стоимостью.

Экзогенными переменными при расчете динамики ОПФ в соответствии с рассматриваемым подходом являются объемы капитальных вложений I_t и показатели v_{2t} , w_{2t} , характеризующие перераспределение фондов между подотраслью транспорта газа и другими организациями. При укрупненных расчетах можно использовать экстраполяционные методы прогноза показателей v_{2t} , w_{2t} [4].

Модель динамики эксплуатационных затрат. После расчета среднегодовой стоимости ОПФ может быть проведен прогноз эксплуатационных затрат на транспорт. Ввиду большого удельного веса амортизации в себестоимости транспорта (в газопроводном транспорте на нее приходится свыше 50% себестоимости транспортировки газа [3, с. 26]) при укрупненных прогнозах эксплуатационных затрат на транспорт газа целесообразно выделять две составляющие: амортизационные отчисления $C_{ат}$, зависящие от среднегодовой стоимости ОПФ y_t , и сумму прочих затрат $C_{пр t}$ (энергетические, заработная плата, расходы на материалы и др.), определяемых главным образом объемом транспортной работы A_t .

Как показали расчеты, динамика этих составляющих эксплуатационных затрат хорошо описывается регрессионными соотношениями

$$C_{ат} = 31y_t^{1,162}, \quad C_{пр t} = 0,826A_t^{1,046}, \quad (17)$$

где $C_{ат}$ и $C_{пр t}$ — в млн. руб.; y_t — в млрд. руб.; A_t — в трлн. м³/км. Результаты прогноза эксплуатационных затрат и себестоимости транспортировки газа, проведенного на основе (17), оказались весьма близкими к значениям этих показателей, полученным методом прямого счета (максимум отклонения не превысил 2%).

Завершая рассмотрение первого подхода к прогнозированию ТЭП газопроводного транспорта, укажем порядок расчета показателей. Вначале по определенным на этапе I объемам транспортной работы A_t и ее приростов ΔA_t (экзогенные переменные на этапе II) на основе (10) рассчитываются объемы капитальных вложений I_t . Затем с помощью модели динамики ОПФ (12)–(15) исчисляется среднегодовая стоимость ОПФ — y_t , а с использованием (17) — эксплуатационные затраты в транспорт.

* При нулевых начальных условиях в (12), т. е. при $HC_0=0$.

Второй подход к эконометрическому прогнозированию ТЭП транспорта целесообразен при проведении расчетов на долгосрочную перспективу.

Для прогноза стоимости ОПФ и протяженности МГ используется модель

$$\Phi_t/L_t = 20,4 + 221,2h_t \operatorname{tg} \theta_{1t} \operatorname{tg} (\varphi_{1t}/2), \quad R^2 = 0,99, \quad (18) *$$

$$(4,2) \quad (7,1)$$

$$h_t = \sum_{i=1}^m h_i L_{it}/L_t, \quad L_t = \sum_{i=1}^m L_{it}, \quad (19)$$

$$L_{it} = L_{it-1} + l_{it} - p_{it}, \quad (20)$$

$$p_{it} = \rho_i p_{it-1} + (1 - \rho_i) r_i L_{it-1}, \quad i = 1, \dots, m, \quad (21)$$

$$\Delta A_t = \frac{2,79}{1 - 0,65z^{-1}} \Delta L_{st}, \quad (22)$$

$$\Delta L_{st} = \sum_{i=1}^m k_i (l_{it} - p_{it}), \quad (23)$$

$$l_{it} = s_{it} l_i, \quad i = 1, \dots, m, \quad (24)$$

$$k_t = \sum_{i=1}^m k_i s_{it}, \quad \sum_{i=1}^m s_{it} = 1, \quad t = 1, \dots, T, \quad (25)$$

где L_t , L_{it} — протяженность МГ на конец года t — всего и диаметром d_i ; p_{it} — протяженность МГ диаметром d_i выбывающих в году t вследствие износа и ликвидации ОПФ; l_i , l_{it} — протяженность вводимых в году t МГ — всего и диаметром d_i ; s_{it} — доля МГ диаметром d_i в общей протяженности вводимых МГ; ρ_i , r_i — параметры регрессионных зависимостей; h_i — ориентировочные капитальные затраты на сооружение 1 км МГ диаметром d_i (по отношению к МГ базового диаметра); $i = 1, \dots, m$; h_t — ориентировочная относительная стоимость 1 км эксплуатируемых МГ; k_i , k_t — коэффициенты приведения протяженности МГ — всего и диаметром d_i к эквивалентной по транспортной работе протяженности МГ базового диаметра; ΔL_{st} — прирост приведенной протяженности МГ; T — продолжительность периода прогнозирования.

Рассмотрим отдельные соотношения модели (18) — (25). Первое из них отражает зависимость стоимости ОПФ, приходящихся на 1 км протяженности МГ в тыс. руб/км, от факторов НТП (через коэффициент h_t) и природно-географических факторов (через координаты центра добычи)**. Коэффициент h_t представляет собой отношение средней ориентировочной стоимости 1 км эксплуатируемых МГ и ориентировочной стоимости 1 км МГ диаметром 1020 мм. Необходимость введения коэффициента h_t в (24) связана с тем, что стоимость 1 км МГ увеличивается с диаметром. Коэффициент h_t позволяет учесть влияние структурных изменений, обусловленных вводом газопроводов большого диаметра (они отражают уровень НТП в подотрасли) на удельную стоимость ОПФ. Как показывают расчеты, проведенные на основе (18), со структурными изменениями в сторону повышения доли МГ большого диаметра связано 40% удорожания удельной стоимости ОПФ газопроводов за годы десятой пятилетки. Остальные 60% приходились на природно-географические факторы ввиду перемещения центра добычи в северо-восточном направлении.

* (18) и (22) построены на основе временных рядов за 1970—1980 гг.

** При исследовании вопроса о целесообразности реализации таких направлений НТП, как, например, ввод газопроводов, рассчитанных на давление 100 атм., или транспортировку сжиженного газа, модель (18) — (25) следует дополнить показателями L_{it} , p_{it} , s_{it} , h_i , k_i , $i = m+1, \dots, m+N$, где N — число дополнительных направлений НТП, относящихся к рассматриваемым направлениям.

Соотношения (20), (21) описывают динамику протяженности МГ. Оценки параметров ρ_i , r_i имеют значения, близкие к μ и γ в (14).

Чтобы на основе (18)–(21) провести прогнозы протяженности МГ и стоимости ОПФ, соответствующих заданным объемам транспортной работы, остается связать суммарную протяженность вводимых МГ с транспортной работой. Так как вводимые газопроводы различаются диаметром, а следовательно, и производительностью, то для получения объективных количественных связей между исследуемыми переменными необходимо привести протяженность МГ к эквивалентной по грузообороту длине МГ базисного диаметра [18, 25]. Это можно сделать, например, в соответствии с коэффициентами $k_i = q_i/q_0$, характеризующими изменение производительности МГ q_i по отношению к производительности МГ базисного диаметра q_0 : $L_{0it} = k_i L_{it}$ (здесь в качестве базисного взят диаметр 1020 мм). Приведение протяженности МГ осуществлялось по следующим коэффициентам: для МГ диаметром 1420 мм — $K_{1420} = 3,2$; для МГ диаметром 1220 мм — $K_{1220} = 2,2$; для МГ с диаметрами 820 мм и менее — $K_{820} = 0,4$ [3].

После процесса приведения динамика освоения производительности МГ описывается запаздыванием (22) (при построении зависимости (28) использовались данные за 1970–1980 гг. [3, 17]).

Как следует из (28), в среднем ввод 1 тыс. км газопроводов диаметром 1020 мм вызывает, в конечном счете, прирост транспортной работы в объеме 8 трлн. м³/км. Через 5 лет после ввода прирост транспортной работы составляет 92% этой величины (7,4 трлн. м³/км), что соответствует реальной производительности эксплуатируемых газопроводов [3, 17].

На основе запаздывания (22) могут быть определены приросты приведенной протяженности МГ ΔL_{0it} , необходимые для обеспечения вычисленных на этапе I объемов транспортной работы. Для расчета L_i следует связать приросты протяженности МГ ΔL_{0it} с протяженностью вводимых МГ l_{it} , $i=1, \dots, m$.

Обратимся к соотношению (23). Очевидно, ему могут удовлетворять различные по структуре варианты ввода МГ l_{it} , что вызывает неоднозначность определения суммарной протяженности МГ. Однако если структура протяженности вводимых МГ, характеризуемая удельными весами s_{it} , $i=1, \dots, m$, заранее задана*, то из (23)–(25) нетрудно рассчитать протяженность вводимых МГ

$$l_i = \left(\Delta L_{0it} + \sum_{i=1}^m k_i p_{it} \right) / k_i; \quad l_{it} = s_{it} l_i. \quad (26)$$

Подставив далее l_{it} в систему разностных уравнений (20)–(21), можно при заданных начальных значениях L_{i0} , p_{i0} установить протяженности МГ различных диаметров и суммарную их величину.

Опишем вкратце порядок расчета ТЭП газопроводного транспорта согласно второму подходу. Вначале на основе соотношения (22) определяют приросты приведенной протяженности МГ, соответствующие заданным объемам транспортной работы A_i и ее приростов ΔA_i (расчет A_i и, следовательно, ΔA_i проводится, как уже отмечалось, на этапе I). Затем при заданной на перспективу структуре ввода МГ, отражаемой удельными весами s_{it} , с помощью (26), (20), (21), (19) находят протяженности МГ различных диаметров L_{it} и всего L_i , а также коэффициент h_i . После этого, с помощью (18), (15), (17), вычисляются стоимость ОПФ (на начало года Φ_i и среднегодовая y_i) и эксплуатационные затраты. Далее, на базе модели динамики ОПФ (11)–(14) рассчитываются капитальные вложения.

Экзогенными переменными при определении стоимости ОПФ на основе модели (18)–(25) являются объемы транспортной работы A_i , их приросты ΔA_i , координаты θ_{it} , ϕ_{it} , а также удельные веса s_{it} вводимых МГ различного диаметра в общей структуре протяженности вводимых МГ.

* В условиях преимущественного ввода МГ повышенного диаметра задание структуры протяженности вводимых МГ в модели (18)–(25) представляется достаточно естественным.

Модель (18)–(25) использовалась при прогнозировании стоимости ОПФ газопроводного транспорта; отклонение данных прогноза на 1983 г. (т. е. на 3 года вперед) от фактической стоимости ОПФ составляет немногим более 3%. Отклонение прогнозов стоимости ОПФ на перспективу от результатов, полученных методом «прямого счета», — не более 6–8%.

* * *

Рассмотренная методика позволяет оперативно и, как показывают расчеты применительно к газопроводному транспорту, с высокой степенью точности проводить многовариантные прогнозы динамики ТЭП транспорта на начальной стадии разработки схем развития и размещения отраслей ТЭК, ТЭО освоения топливных баз, а также основных направлений экономического и социального развития отраслей ТЭК. Методика ориентирована на использование ЭВМ в диалоговом режиме, что создает дополнительные удобства при ее применении работниками плановых органов в условиях АСПР отраслей ТЭК.

Предложенный метод расчета грузооборота (транспортной работы) дает возможность, не прибегая к трудоемким, требующим привлечения больших массивов информации вычислениям, получить укрупненную оценку объемов и динамики одного из важнейших показателей транспорта, а также исследовать влияние на объемы грузооборота перспективной территориальной структуры размещения производства и потребления ТЭР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Народное хозяйство СССР в 1982 г. Стат. ежегодник. М.: Финансы и статистика, 1983.
2. Ушаков С. С., Борисенко Т. М. Экономика транспорта топлива и энергии. М.: Энергия, 1980.
3. Фурман И. Я. Экономика магистрального транспорта газа. М.: Недра, 1978.
4. Григорян Э. А., Бабаян А. С. Вопросы планирования воспроизводства основных фондов в магистральном транспорте газа. — Газовая промышленность. Обзорная информация. Сер. Повышение экономического образования. Вып. 3. М.: ВНИИЭГазпром, 1981.
5. Маслов В. О., Перова М. Д. Развитие трубопроводного транспорта, М.: Недра, 1981.
6. Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса. М.: Энергоиздат, 1981.
7. Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливо-энергетический комплекс. М.: Наука, 1979.
8. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высш. шк., 1982.
9. Варшавский Л. Е. Среднесрочная модель экономического развития газовой промышленности. Вторая конференция по оптимальному планированию и управлению народным хозяйством. — Тез. докл. Секция IV. М.: ЦЭМИ АН СССР, 1983.
10. Зотов Д. Совершенствование планирования работы транспортных предприятий и организаций. — План. хоз-во, 1983, № 3.
11. Нудельман Р. И. Проблемы планирования воспроизводства основных фондов. — В кн.: Проблемы прогнозирования и оптимизации работы транспорта. М.: Наука, 1982.
12. Методы разработки материальных планов. М.: Экономика, 1977.
13. Варшавский А. Е., Варшавский Л. Е. Моделирование экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности. — Экономика и мат. методы, 1977, т. XIII, вып. 5.
14. Гулев Я. Ф., Лебединский П. К. Основные показатели и измерители работы транспорта. Справочник. М.: Транспорт, 1980.
15. Экономические проблемы развития транспорта. М.: Транспорт, 1982.
16. Автоматизированная система плановых расчетов топливно-энергетического комплекса. — Науч. тр. ВНИИКТЭП при Госплане СССР. Вып. 9. М., 1983.
17. Фурман И. Я., Денецник Н. А. Основные направления улучшения использования производительности магистральных газопроводов. — Газовая промышленность. Обзорная информация. Сер. Экономика, организация и управление в газовой промышленности. Вып. 5. М.: ВНИИЭГазпром, 1980.
18. Проблемы развития транспорта СССР. Единая транспортная сеть. М.: Транспорт, 1981.
19. Жученко И. А., Крутикова И. П., Курносоев И. П., Макаров А. Д., Плискин Л. Г.

- Анализ газоснабжения народного хозяйства в десятой пятилетке.— Газовая промышленность. Обзорная информация. Сер. Использование газа в народном хозяйстве. Вып. 3. М.: ВНИИЭГазпром, 1982.
20. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. М.: Недра, 1983.
 21. *Омельченко А. И.* Организация разработки схем развития и размещения газовой промышленности.— Газовая промышленность. Обзорная информация. Сер. Экономика, организация и управление в газовой промышленности. Вып. 8. М.: ВНИИЭГазпром, 1984.
 22. *Неретина Р. Н., Макаренко Т. И., Шпаков В. А.* Экономическая эффективность капитальных вложений в газовой промышленности за 1971—1979 гг.— Газовая промышленность. Обзорная информация. Сер. Экономика, организация и управление в газовой промышленности. Вып. 10. М.: ВНИИЭГазпром, 1980.
 23. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития. М.: Экономика, 1980.
 24. *Нескубо Б. И., Морозова В. Д.* Планирование основных фондов на транспорте газа.— Реф. сб.: Экономика газовой промышленности. Вып. 12. М.: ВНИИЭГазпром, 1979.
 25. Экономика строительства магистральных газопроводов. М.: Недра, 1977.

Поступила в редакцию
6 VI 1984