

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А. Е. ВАРШАВСКИЙ, Л. Е. ВАРШАВСКИЙ

(Москва)

В решениях XXV съезда КПСС большое внимание уделено совершенствованию методов планирования и повышению обоснованности прогнозов научно-технического прогресса и социально-экономических процессов. «Для решения этих задач, — отмечал Л. И. Брежнев в докладе XXV съезду КПСС, — многое предстоит сделать плановым и хозяйственным органам. Здесь — широкое поле для приложения усилий экономической науки, для внедрения современных научных методов, в том числе экономико-математических...» [Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, стр. 59].

Важное значение вопросы совершенствования планирования и прогнозирования приобретают в нефте- и газодобывающей промышленности. Удельный вес нефти и газа в структуре топливного баланса страны неуклонно повышается. Если в 1950 г. их доля в общей добыче топлива в СССР составляла соответственно 17,4 и 2,3%, то в 1974 г. она возросла до 43,8% для нефти и 20,8% для газа. В основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 гг. намечено довести в 1980 г. добычу нефти (включая газовый конденсат) до 620—640 млн. т, газа — до 400—435 млрд. м³ и тем самым повысить их удельный вес в добыче топлива почти до 70%. Важной особенностью этих отраслей является высокая фондоемкость. В 1974 г. фондоемкость добычи нефти и газа соответственно в 3,8 и 2,4 раза превышала фондоемкость валового продукта промышленности СССР*, а суммарные капитальные вложения в нефте- и газодобывающую промышленность составляли около 15% от всех капитальных вложений в промышленность СССР [1].

К настоящему времени накоплен определенный опыт исследования вопросов оптимального планирования развития топливодобывающих отраслей, а также оптимизации топливно-энергетического баланса страны и отдельных районов. Значительно менее разработанными являются проблемы, относящиеся к прогнозированию развития топливодобывающих отраслей, особенно основанному на использовании выявленных причинно-следственных связей между исследуемыми экономическими параметрами.

В данной статье рассмотрены особенности моделирования нефте- и газодобывающей промышленности на уровне месторождений, районов и отрасли, а также приведена модель экономического развития газодобывающей промышленности СССР.

Особенности моделирования экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности. Производственный цикл в нефте- и газодобывающей промышленности состоит из двух основных стадий: 1) поиски и разведка, 2) извлечение запасов нефти и газа. Поэтому модель должна

* По министерствам нефтяной и газовой промышленности.

отражать причинно-следственные связи на обеих стадиях производственного цикла как в отдельных нефте- и газодобывающих районах, так и во всей отрасли. Эти связи изображены на схеме.

Первая стадия включает региональные геолого-геофизические исследования, работы по выявлению перспективных на нефть и газ структур, подготовке и проведению глубокого поисковоразведочного бурения. Вторая стадия охватывает процессы подготовки и ввода фондов (эксплуатационное бурение, обустройство промыслов, дожимные компрессорные станции (ДКС)) и непосредственно извлечение, сбор и подготовку нефти и газа.

Главное внимание при моделировании должно быть уделено раскрытию взаимосвязи между запасами нефти и газа, производственными фондами и добычей. Вместе с тем в модели должны быть отражены соотношения между капитальными вложениями в поисковоразведочные работы и запасами нефти и газа, между капитальными вложениями в добычу и производственными фондами, а также выявлен характер изменения себестоимости добычи. На основе модели, построенной с учетом этих взаимосвязей, можно в агрегированной форме прогнозировать экономическое развитие отрасли в масштабах страны и отдельных районов.

Моделирование взаимосвязи между запасами, производственными фондами и добычей — наиболее сложная задача. При попытке исследовать эту взаимосвязь посредством производственной функции, в которой в качестве факторов выступают фонды и запасы, возникают существенные осложнения в ее спецификации. Это связано с тем, что производственные фонды и запасы представляют собой взаимодополняющие факторы, соотношение между которыми непрерывно изменяется.

Поэтому при моделировании развития нефте- и газодобывающей отрасли как для страны в целом, так и для отдельных районов представляется целесообразным раздельное исследование взаимосвязей между добычей и производственными фондами, а также между добычей и запасами. Поскольку доля оборотных фондов в общей величине производственных фондов в нефте- и газодобывающей промышленности невелика (в газодобыче она составляет всего 1—2%), достаточно ограничиться исследованием соотношений между добычей и основными промышленно-производственными фондами. Вместе с тем наибольший интерес представляет исследование взаимосвязи между добычей и запасами нефти и газа промышленных категорий $A+B+C_1$, так как, во-первых, добыча непосредственно зависит от степени подготовленности запасов этих категорий, а, во-вторых, в разведочное бурение на нефть и газ направляется большая часть капитальных вложений в подготовку запасов — свыше 70% [2].

Таким образом, модели экономического развития нефти и газодобывающих районов и отрасли в целом должны состоять из следующих блоков: связывающего добычу нефти (газа) с основными промышленно-производственными фондами; связывающего добычу нефти (газа) с запасами промышленных категорий $A+B+C_1$; инвестиционно-фондового, позволяющего проводить прогноз динамики изменения основных промышленно-производственных фондов; связывающего капитальные вложения в поисковоразведочные работы с приростом запасов промышленных категорий; определяющего динамику изменения себестоимости добычи.

Сложившиеся в отрасли в целом тенденции экономического развития могут измениться под влиянием благоприятных структурных сдвигов, вызванных открытием и освоением перспективных нефтегазоносных районов. Поэтому моделирование экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности должно проводиться не только на отраслевом уровне, но и на уровне отдельных районов и крупных месторожде-

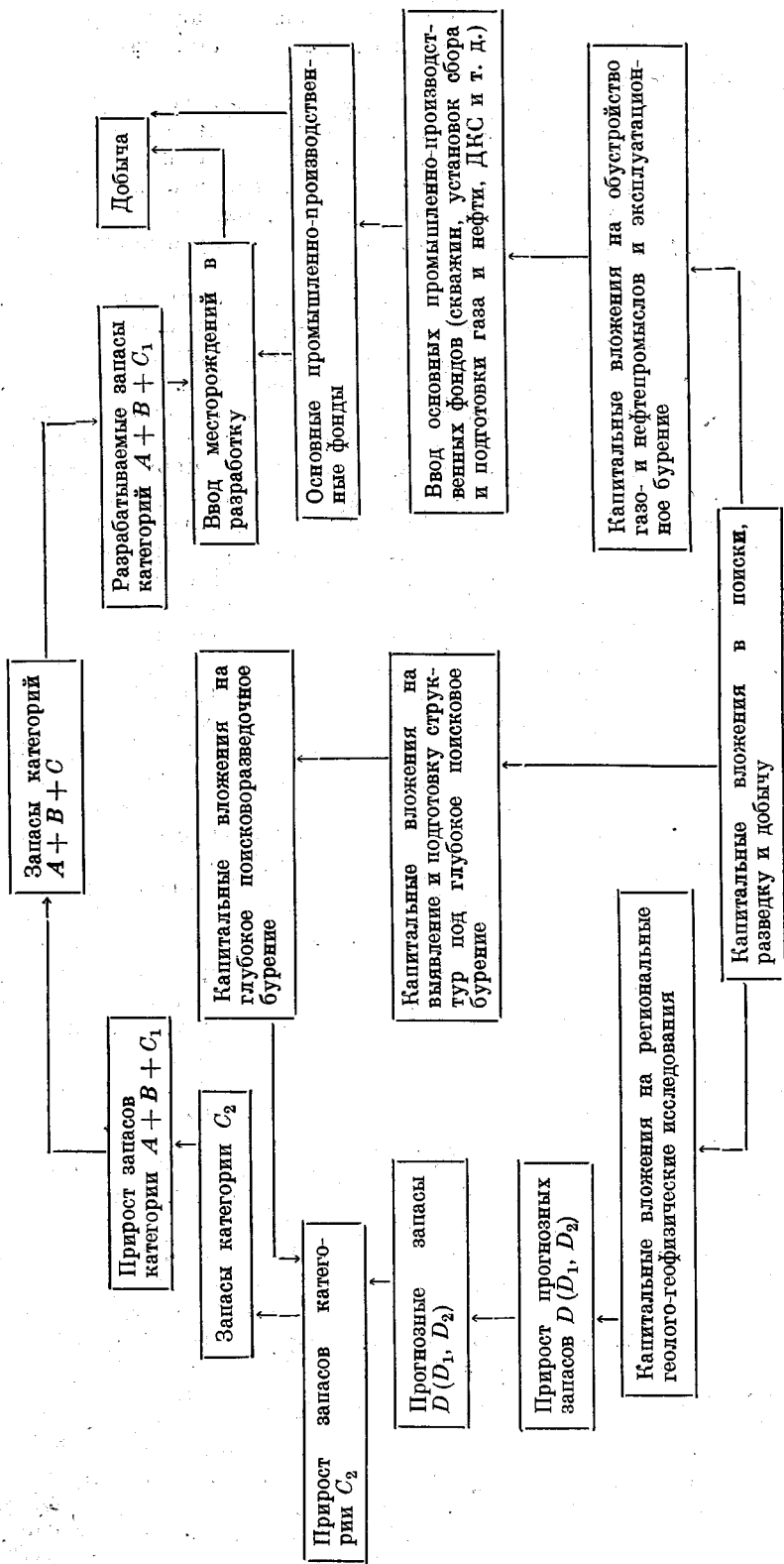


Схема причинно-следственных связей производственного цикла в нефти и газодобывающей промышленности

ний. Необходимость выделения крупных месторождений связана с тем, что они в значительной степени определяют структурные сдвиги и тенденции изменения экономических показателей на уровне районов и отрасли в целом. Так, на 1 января 1972 г. 66,1% от общих запасов нефти промышленных категорий $A+B+C_1$ сосредоточено на 42 крупных месторождениях [3]. В 1975 г. только на Самотлорское и Ромашкинское месторождения приходилось около трети всей добычи нефти в стране.

Чрезвычайно высок уровень концентрации запасов и на крупных, крупнейших и уникальных месторождениях природного газа. Только на уникальных Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Оренбургском, Медвежьем, а также Шатлыкском месторождениях сконцентрировано 58,7% запасов природного газа промышленных категорий $A+B+C_1$ в СССР (по состоянию на 1 января 1974 г.) [4]. В 1971 г. удельный вес крупных месторождений в общей добыче природного газа составил 55,2%, а в 1980 г. на Оренбургское, Медвежье и Шатлыкское месторождения будет приходиться более трети добычи природного газа в стране.

Однако при моделировании экономического развития новых добывающих районов и месторождений возникают существенные затруднения, обусловленные отсутствием или недостаточностью для построения надежных моделей имеющейся информации об экономических показателях этого развития. Поэтому для новых районов целесообразно ограничиться моделированием разработки отдельных месторождений-гигантов, на которых предполагается сосредоточить основную часть добычи. На стадии прогнозных исследований это моделирование можно провести путем выравнивания и статистической обработки совокупной выборки, состоящей из временных рядов, которые отражают динамику изменения экономических показателей разрабатываемых месторождений, и перекрестных рядов, характеризующих индивидуальные особенности месторождений.

Таким образом, прогноз экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности может быть получен путем объединения частных прогнозов экономического развития старых добывающих районов и отдельных месторождений-гигантов. Естественно, что при наличии проектов разработки некоторых месторождений целесообразно вместо прогнозов использовать проектные показатели.

Можно предложить и другую схему прогнозирования экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности, основанную на объединении прогнозов для отдельных месторождений-гигантов с прогнозом развития отрасли без учета этих месторождений. При этом выбор конкретной схемы эконометрического прогнозирования зависит от того, насколько устойчивы тенденции развития старых добывающих районов, от наличия и состояния информационной базы, необходимой для построения моделей разных уровней, качества построенных моделей, горизонта прогнозирования.

Многоуровневый подход к прогнозированию нефте- и газодобывающей промышленности позволяет учесть структурные сдвиги в размещении добычи и запасов нефти (природного газа) и тем самым повысить надежность прогнозов, а его реализация возможна на основе моделей, соответствующих уровням крупных месторождений, районов и отрасли.

Рассмотрим проблемы построения моделей на примере газодобывающей промышленности.

Модели месторождений природного газа. При предпроектном прогнозировании экономических показателей разработки крупных, крупнейших и уникальных месторождений может быть использована модель, включающая в качестве составных блоков двухфакторные зависимости, связывающие добычу Q_i и себестоимость добычи C_i со среднегодовой стоимостью

основных промышленно-производственных фондов Y_i и остаточными запасами R_i

$$\ln Q_i = A + \alpha \ln R_i + \beta \ln Y_i + \varepsilon_i, \quad (1)$$

$$\ln C_i = A_1 + \alpha_1 \ln Y_i + \beta_1 R_i \ln Y_i + \varepsilon_i, \quad (2)$$

где A , α , β — статистические параметры; ε — ошибка прогноза, зависящая от статистических характеристик информации и спецификации модели.

В рамках производственной функции (1) не учитывается живой труд, поскольку в газодобывающей промышленности он является дополняющим фактором, а затраты его по сравнению с другими добывающими отраслями невелики. В то же время в (1) входит величина остаточных запасов природного газа R_i , отражающая изменение горно-геологических условий разработки месторождения. Включение этого фактора объясняется тем, что (в соответствии с уравнениями материального баланса для газовой залежи и уравнениями притока газа к скважине) пластовые давления и дебиты скважин зависят от величины кумулятивной добычи X_i , которую можно считать равной разности величин начальных R_0 и остаточных R_i запасов, т. е. $X_i = R_0 - R_i$ [5].

Использование в качестве одного из факторов в (2) среднегодовой стоимости основных промышленно-производственных фондов объясняется значительным удельным весом, который занимают в структуре себестоимости амортизационные отчисления (до 85% по месторождениям севера Тюменской области [4]). На динамику изменения себестоимости добычи наибольшее влияние оказывает изменение рабочих дебитов скважин, которые, как правило, уменьшаются при увеличении кумулятивной добычи X_i . Кроме того, по мере падения пластового давления, происходящего с увеличением кумулятивной добычи, возрастает себестоимость компримирования газа на ДКС, которая в ряде случаев может составлять большую часть промысловой себестоимости. Поэтому в качестве второго фактора в (2) целесообразно использовать величину кумулятивной добычи X_i или величину остаточных запасов R_i [5].

Эконометрическая модель (1)–(2) может быть использована при прогнозировании экономических показателей разработки месторождений, действующих достаточно долго. При построении подобных моделей для «молодых» и еще не разрабатываемых месторождений необходимо наряду с временными рядами экономических показателей действующих месторождений использовать перекрестные ряды факторов, характеризующих индивидуальные особенности месторождений. К числу таких факторов можно, например, отнести начальные дебиты скважин φ_1 , начальные пластовые давления φ_2 , средние глубины залегания пластов φ_3 , начальные запасы газа на месторождении φ_4 , его географические координаты — широту φ_5 и долготу φ_6 . Тогда, полагая, что параметры A , α , β , A_1 , α_1 , β_1 зависимостей (1), (2) для месторождения i являются функциями факторов $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_6$: $A_i = f_A[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_A]$; $\alpha_i = f_\alpha[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_\alpha]$; $\beta_i = f_\beta[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_\beta]$, где μ_A , μ_α , μ_β — неизвестные параметры, подлежащие оцениванию, получаем вместо (1) и (2)

$$\ln Q_{it} = f_A[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_A] + f_\alpha[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_\alpha] \ln Y_{it} + f_\beta[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_\beta] \ln R_{it} + \varepsilon_{it}, \quad (1')$$

$$\ln C_{it} = f_{A^1}[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_{A^1}] + f_{\alpha^1}[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_{\alpha^1}] \ln Y_{it} + f_{\beta^1}[\varphi_{1i}, \varphi_{2i}, \dots, \varphi_{6i}, \mu_{\beta^1}] R_{it} \ln Y_{it} + \varepsilon_{it}^1. \quad (2')$$

Если функции f_A , f_α , f_β линейны относительно параметров μ_A , μ_α , μ_β и случайные ошибки ε_{it} не коррелированы, то для определения парамет-

ров $\mu_A, \mu_\alpha, \mu_\beta$ зависимостей (1) и (2) можно использовать обычный метод наименьших квадратов. Зная природные факторы $\Phi_{1j}, \Phi_{2j}, \dots, \Phi_{sj}$, характеризующие индивидуальные особенности месторождения j , разработка которого предвидится в перспективе, можно на основе модели (1')—(2') прогнозировать его экономические показатели.

Моделирование экономического развития нефте- и газодобывающих районов и отрасли в целом. Один из подходов к эконометрическому моделированию соотношений между добычей и фондами заключается в использовании аппарата производственных функций. Применительно к газодобывающей промышленности, где затраты живого труда невелики по сравнению с другими добывающими отраслями, представляется достаточно ограничиться исследованием следующих производственных функций [6]

$$Q_t = AY^{\beta(t)}, \quad (3)$$

$$Q_t = AY_t^{\beta(X_t)}, \quad (3')$$

где β — убывающая функция аргумента t или (X_t) ; X_t — кумулятивная добыча газа (нефти) в районе.

Производственные функции вида (3), (3') позволяют учесть закономерности изменения фондоотдачи $f_t = Q_t/Y_t$ и приростной относительной фондоотдачи [7] $g_t = (Q_t/Q_{t-1}) / (Y_t/Y_{t-1})$ в процессе развития нефте- и газодобывающих районов и отраслей. В частности, в рамках этих производственных функций удается весьма эффективно учесть проявляющуюся в большинстве «старых» нефте- и газодобывающих районов тенденцию к уменьшению величин f_t и g_t , обусловленную ухудшением горно-геологических условий добычи вследствие понижения пластовых давлений и дебитов скважин, а также вовлечения в разработку месторождений с большими глубинами залегания и низкими дебитами [8].

Значительно более полно отражаются причинно-следственные связи между фондами и добычей природного газа и нефти в рамках моделей распределенного запаздывания и авторегрессионных моделей [6, 9, 10]

$$y_t = \sum_{\tau=-\infty}^t K_{t,\tau} x_\tau + \varepsilon_t, \quad (4)$$

$$\sum_{i=0}^n a_{it} y_{t-i} = \sum_{k=0}^m b_{kt} x_{t-k} + \varepsilon_t, \quad (5)$$

где y_t — выходная переменная; x_t — входная переменная; $K_{t,\tau}$ — весовая функция распределенного запаздывания; a_{it}, b_{kt} — коэффициенты, $i=0, \dots, n, k=0, \dots, m$; m, n — целые числа, $m \leq n$; ε_t — случайное слагаемое.

На основе моделей (4)—(5) целесообразно исследовать соотношения между добычей Q_t (выходная переменная) и вводом основных промышленно-производственных фондов Φ_t (входная переменная), а также между добычей Q_t и капитальными вложениями в добычу I_t (в эксплуатационное бурение и обустройство промыслов). Тогда весовая функция $K_{t,\tau}$ распределенного запаздывания представляет вклад в общую добычу года t , получаемый в результате ввода единицы фондов (капитальных вложений) в году τ .

В настоящее время отсутствуют надежные методы оценивания весовых функций общего вида $K_{t,\tau}$ и коэффициентов нестационарных авторегрессионных моделей (5), поэтому в экономической литературе обычно исследуются авторегрессионные модели с постоянными коэффициентами

и стационарные модели распределенного запаздывания, в которых весовая функция является функцией разности аргументов, т. е. $K_{i,\tau} = K_{i-\tau}$. В связи с наличием лага между моментом получения максимального эффекта от вводимых фондов и моментом ввода в качестве конкретной структуры распределенного запаздывания целесообразно использовать паскалеву структуру с весовой функцией [10]

$$K_{i,\tau} = \alpha(1-\lambda)^r \binom{r+\tau-1}{\tau} \lambda^\tau; \quad 0 < \lambda < 1; \quad r \geq 2, \quad \tau = 0, 1, \dots \quad (6)$$

С учетом (6) можно записать распределенное запаздывание (4)

$$y_i = \frac{\alpha(1-\lambda)^r}{(1-\lambda z^{-1})^r} x_i + \varepsilon_i, \quad (7)$$

где z^{-1} — оператор запаздывания, т. е. $z^{-1}y_i = y_{i-1}$.

Достаточно полно причинно-следственная связь между процессами подготовки запасов и добычей природного газа (нефти) может быть учтена в рамках моделей распределенного запаздывания (4) и авторегрессионных моделей (5), связывающих объемы добычи Q_i с приростами промышленных категорий запасов d_i , а также с запасами вводимых в разработку месторождений s_i [11].

Необходимость исследования соотношений между добычей и запасами вводимых в разработку месторождений объясняется тем, что значительная часть разведанных запасов может находиться в консервации. Так, запасы разрабатываемых в настоящее время в стране месторождений природного газа составляют примерно четвертую часть всех разведанных запасов промышленных категорий $A+B+C_1$ [12]. Вместе с тем от темпов ввода месторождений в эксплуатацию непосредственно зависят объемы добычи в отдельных районах и по стране в целом.

В качестве конкретной спецификации распределенного запаздывания (4) можно использовать структуру общего рационального лага [10]. Динамические аспекты взаимосвязи между приростом и вводом запасов природного газа (нефти) и их отбором могут быть вполне удовлетворительно отражены и при использовании распределенных запаздываний Паскаля достаточно высокого порядка, так как между вводом в разработку средних, крупных и крупнейших месторождений, на которых сосредоточена большая часть добычи природного газа (нефти), и достижением на них максимального уровня добычи проходят значительные интервалы времени (иногда до 15 лет, как, например, в случае Шебелинского месторождения [8]).

Ввиду сильной изменчивости переменных d_i , s_i и их разностей, что затрудняет надежное оценивание параметров соотношений (4) и (5), может оказаться целесообразным исследование зависимости между добычей и непосредственно запасами R_i промышленных категорий $A+B+C_1$, а также запасами разрабатываемых месторождений P_i на основе моделей «частичного регулирования» [11]. Например, в случае учета фактора R_i

$$Q_i = \gamma Q_{i-1} + \beta R_i + \varepsilon_i, \quad 0 < \gamma < 1. \quad (8)$$

В связи со значительной долей дополнительных капитальных вложений, направляемых на обустройство и эксплуатационное бурение разрабатываемых месторождений природного газа и нефти, представляет интерес исследование соотношений между запасами вводимых в разработку месторождений и капитальными вложениями в добычу. Такое исследование также может быть проведено на основе модели распределенного запаздывания (4).

В качестве конкретной структуры запаздывания можно использовать структуру геометрического ($r=1$) или более общего паскалева лага ($r \geq 2$).

Инвестиционно-фондовая модель состоит из следующих основных соотношений.

1. Уравнение изменения фондов

$$z_{t+1} = z_t + \Phi_t - U_t, \quad (9)$$

где z_t — стоимость основных промышленно-производственных фондов на начало года t ; Φ_t — стоимость вводимых в году t основных промышленно-производственных фондов; U_t — стоимость выбывающих в году t основных промышленно-производственных фондов.

2. Уравнение, связывающее капитальные вложения производственного назначения со стоимостью вводимых основных промышленно-производственных фондов

$$\Phi_t = A_t I_t. \quad (10)$$

3. Уравнение, связывающее величины выбывающих и вводимых основных промышленно-производственных фондов *

$$U_t = B_t \Phi_t. \quad (11)$$

4. Уравнение, связывающее среднегодовую стоимость основных промышленно-производственных фондов с их стоимостью на начало и конец года

$$Y_t = \nu z_t + (1-\nu) z_{t+1}, \quad 0 < \nu < 1. \quad (12)$$

Учитывая, что в нефте- и газодобывающей промышленности строительный лаг невелик, в качестве оператора A_t в (10) можно использовать оператор геометрического распределенного запаздывания ($r=1$). И поскольку в этих отраслях промышленности срок службы основных промышленно-производственных фондов в значительной степени определяется продолжительностью периода эксплуатации месторождения, в качестве оператора B_t в (11) целесообразно использовать оператор распределенного запаздывания Паскаля достаточно высокого порядка ($r \geq 2$).

Прогноз капитальных вложений в поисковоразведочные работы $I_t^{\text{п.р.}}$, соответствующих желаемым объемам приростов запасов d_t , представляет известную трудность ввиду стохастичности связи между рассматриваемыми показателями. В настоящее время получает распространение способ определения капитальных вложений, основанный на прогнозировании стоимости 1 м проходки в разведочном бурении $C_i^{\text{п.б.}}$ и эффективности геологоразведочных работ ξ_i , которая определяется как прирост запасов категорий $A+B+C_1$ на 1 м проходки. Тогда капитальные вложения в поисковоразведочные работы можно определить

$$I_t^{\text{п.р.}} = \Theta C_i^{\text{п.б.}} l_t = \Theta C_i^{\text{п.б.}} \frac{d_t}{\xi_i}, \quad (13)$$

где l_t — объем проходки в разведочном бурении; Θ — коэффициент учета затрат на поисковые геолого-геофизические работы (значение Θ лежит в интервале 1,25–1,3, см. [13]). В связи с ярко выраженной в стране и ряде районов тенденцией к увеличению стоимости 1 м проходки в разведочном бурении на природный газ и нефть [8], прогноз величины $C_i^{\text{п.б.}}$

* A_t и B_t в (10) и (11) — некоторые операторы.

целесообразно проводить по выявленным трендам, характеризующим ее изменение, или по факторным зависимостям

$$C_i^{п.б.} = h(L_i), \quad (14)$$

где L_i — кумулятивный объем проходки в разведочном бурении, $L_{i+1} = L_i + l_i$. Основные затруднения, однако, возникают при прогнозировании эффективности геологоразведочных работ ξ_i .

Можно предложить другой способ определения капитальных вложений в поисковоразведочные работы, основанный на использовании гипотезы о том, что ξ_i является случайной величиной с математическим ожиданием m_1 и вторым моментом m_2 . Тогда $I_i^{п.п.}$ можно определить из условия минимума среднеквадратической ошибки отклонения действительных величин приростов запасов от желаемых, т. е. из условия

$$E \left\{ I_i^{п.п.} \frac{\xi_i}{\Theta C_i^{п.б.}} - d_i \right\}_{I_i^{п.п.}}^2 \rightarrow \min, \quad (15)$$

откуда

$$I_i^{п.п.} = \Theta C_i^{п.б.} d_i \frac{m_1}{m_2}. \quad (16)$$

При прогнозировании удельной себестоимости добычи в рамках макроэкономических моделей нет необходимости в детальном учете влияния конкретных факторов, отражающих горно-геологические, организационные и экономические условия. Основной интерес представляет выделение главных факторов, оказывающих доминирующее влияние на характер и динамику изменения этого показателя. Поэтому, как и при исследовании себестоимости добычи 1000 м³ природного газа (1 т нефти) на месторождениях, достаточно ограничиться двухфакторной зависимостью (2) с той разницей, что величину запасов R_i следует заменить на величину кумулятивной добычи X_i в стране (районе)

$$\ln C_i = A + \alpha \ln Y_i + \beta X_i \ln Y_i + \varepsilon_i. \quad (17)$$

В качестве примера приведем модель экономического развития газодобывающей промышленности СССР, построенную на основе изложенных подходов к моделированию ее составных блоков*:

капитальные вложения в добычу — добыча (1966—1975 гг.**)

$$Q_i = \frac{0,0069}{(1-0,8z^{-1})^3} I_i + \varepsilon_{i1}, \quad (18)$$

добыча — кумулятивная добыча

$$X_i = X_{i-1} + Q_{i-1}, \quad (19)$$

капитальные вложения в добычу — ввод основных промышленно-производственных фондов (1958—1973 гг.)

$$\Phi_i = \frac{0,4344}{1-0,55z^{-1}} I_i + \varepsilon_{i2} \quad (20)$$

* Расчеты были проведены по статистическим данным, опубликованным в [4, 8, 12, 14, 15].

** В скобках приведены периоды времени, по данным за которые проводилось оценивание тех или иных соотношений.

изменение основных промышленно-производственных фондов *

$$z_t = 0,95z_{t-1} + \Phi_{t-1}, \quad (21)$$

среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов

$$Y_t = \nu z_t + (1-\nu)z_{t+1}, \quad 0 < \nu < 1; \quad (22)$$

ввод запасов — добыча (1949—1973 гг.)

$$Q_t = \frac{0,0095}{(1-0,8z^{-1})^3} s_{t-2} + \varepsilon_{t3}, \quad (23)$$

прирост запасов промышленных категорий $A+B+C_1$ — добыча (1949—1973 гг.)

$$Q_t = \frac{0,0015}{(1-0,9z^{-1})^3} d_{t-2} + \varepsilon_{t4}, \quad (24)$$

прирост запасов — объем проходки в разведочном бурении

$$l_t = \frac{d_t}{\xi_t}, \quad (25)$$

объем проходки — кумулятивная проходка

$$L_t = L_{t-1} + l_{t-1}, \quad (26)$$

стоимость 1 м проходки в разведочном бурении (1960—1973 гг.)**

$$C_t^{p.б.} = 106,3802 + 83,9477 (0,1 L_t) + \varepsilon_{t5}, \quad (27)$$

(4,3944) (2,5357)

$$R_2 = 0,983, \quad F = 548,02,$$

капитальные вложения в поисковоразведочные работы

$$I_t^{п.р.} = \Theta C_t^{p.б.} l_t, \quad (28)$$

себестоимость добычи 1000 м³ природного газа (1961—1973 гг.)

$$\ln C_t = -0,5411 - 0,2953 \ln (0,1 Y_t) + 0,0295 (0,1 X_t) \ln (0,1 Y_t) + \varepsilon_{t6}, \quad (29)$$

(0,1364) (0,1272) (0,0058)

$$R^2 = 0,917, \quad F = 44,97.$$

Построенная модель может быть использована при многовариантном прогнозировании экономического развития газодобывающей отрасли. При этом в связи с разнообразием способов выделения экзогенных и эндогенных переменных становится возможной реализация ряда альтернативных процедур прогнозирования. Так, исходя из (18), можно в соответствии с причинно-следственными соотношениями между добычей природного газа (нефти) и капитальными вложениями в добычу (т. е. на обустройство промыслов и эксплуатационное бурение) прогнозировать объемы добычи при тех или иных вариантах осуществления капитальных вложений, а затем с помощью обращения хода причинно-следственных связей

* В связи с отсутствием репрезентативных данных о выбытии основных промышленно-производственных фондов в газодобывающей промышленности СССР соответствующий коэффициент в модели принят равным 5%.

** Под коэффициентами регрессионных зависимостей указаны оценки их среднеквадратических ошибок.

в (23) и (24) определять значения s_i и d_i и, далее, капитальных вложений в поиски и разведку запасов $I_i^{П.Р.}$.

Можно предложить также ряд процедур, в которых экзогенной переменной является величина вводимых в разработку запасов s_i . Такой подход представляется целесообразным при наличии резерва разведанных месторождений, не введенных в разработку, так как позволяет определить объемы добычи и затрат, соответствующие различным вариантам ввода месторождений в разработку при отсутствии проектной информации. В связи с тем что в СССР имеется значительное число уникальных и крупнейших месторождений природного газа, еще не введенных в разработку, подобные процедуры приобретают особый интерес при прогнозировании экономического развития газодобывающей промышленности.

В качестве конкретного примера можно привести процедуру, основанную на модели (19)–(29) и отличающуюся от рассмотренной ранее с экзогенной переменной s_i лишь использованием вместо (18) соотношения, связывающего капитальные вложения в добычу с запасами вводимых в разработку месторождений

$$I_i = \frac{0,0332}{(1 - 0,75z^{-1})^3} s_i + \varepsilon_i. \quad (30)$$

Прогнозы, основанные на использовании этой процедуры, при структурных сдвигах в добыче из-за ввода в разработку месторождений-гигантов могут не обладать необходимой точностью. В таких случаях целесообразно раздельное прогнозирование экономических показателей разработки вводимых месторождений-гигантов и экономического развития отрасли (без этих месторождений) с помощью предложенных моделей развития месторождений (1') и (2') и модели отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Народное хозяйство СССР в 1974 г. Стат. ежегодник. М., «Статистика», 1975.
2. В. И. Лузин. Экономическая эффективность и планирование капитальных вложений и основных фондов в нефтяной промышленности. М., «Недра», 1974.
3. М. В. Фейгин. Нефтяные ресурсы, методика их исследования и оценки. М., «Наука», 1974.
4. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. М., «Недра», 1975.
5. Л. Е. Варшавский. Об использовании производственных функций при прогнозировании показателей разработки газовых месторождений. В сб. Экономика газовой промышленности. М., 1976, вып. 5.
6. Л. Е. Варшавский. О прогнозно-аналитическом моделировании развития газодобывающей промышленности. В сб. Экономика газовой промышленности. М., 1976, вып. 12.
7. Ю. В. Яременко, Э. Б. Ершов, А. С. Смышляев. Исследование взаимосвязи факторов роста экономики СССР в 1950–1970 гг. В сб. Математические методы решения экономических задач. Вып. 6. М., «Наука», 1974.
8. А. Д. Бренц, В. Я. Гандкин, Г. С. Уринсон. Экономика газовой промышленности. М., «Недра», 1975.
9. Э. Маленко. Статистические методы эконометрии. Вып. 2. М., «Статистика», 1976.
10. Ф. Дж. Драймс. Распределенные лаги. Экономика и матем. методы, 1973, т. IX, вып. 2.
11. Л. Е. Варшавский. О моделировании соотношений между добычей и запасами газа. В сб. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1977, вып. 6.
12. С. А. Оруджев. Газовая промышленность по пути прогресса. М., «Недра», 1976.
13. В. С. Маковская, И. Я. Файнштейн. К методике прогнозирования газоразведочных работ при составлении генеральной схемы развития газовой промышленности. В сб. Экономика газовой промышленности. М., 1971, вып. 11.
14. Народное хозяйство СССР. Стат. ежегодники. М., «Статистика», 1959–1975.
15. Г. З. Хаскин, И. Я. Фурман, В. Я. Гандкин. Основные фонды газовой промышленности. М., «Недра», 1975.