
РЕГИОНАЛЬНЫЕ
ПРОБЛЕМЫ

**ЭКОНОМЕТРИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ФУНКЦИЙ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ***

© 2009 г. А. А. Афанасьев
(Москва)

Проведено эконометрическое исследование производственных функций газодобывающей промышленности Красноярского края. Модели адекватно описывают процесс добычи газа с точки зрения классических критериев эконометрики и экономического смысла. Производственные функции могут быть использованы для экономического анализа, планирования и прогнозирования добычи природного газа как предприятиями края, так федеральными и региональными органами власти.

Красноярский край обладает значительными ресурсами нефти и газа. Начальные суммарные ресурсы нефти региона на 1 января 2000 г. оценивались в 8196.0 млн. т, в том числе запасы категорий $A + B + C_1$ – в 190.9 млн. т и C_2 – в 625.3 млн. т. Начальные суммарные ресурсы газа на 1 января 1997 г. оценивались в 23654.2 млрд. м³ (в том числе запасы $A + B + C_1$ – 601.3 млрд. м³, C_2 – 598.6 млрд. м³ и прогнозные ресурсы $D_1 + D_2$ – 20655.5 млрд. м³), что составляет 10% общероссийских начальных суммарных ресурсов горючего газа (Государственный баланс, 2000, с. 15; Государственный баланс, 1997, с. 12; Сигалова, Косолюбенкова и др., 2007, с. 47)¹.

Добыча природного газа предприятиями края началась в 1969 г., с момента ввода в промышленную эксплуатацию Мессояхского газового месторождения – первого в России месторождения, находящегося за полярным кругом (Бренц, Гандкин, Уринсон, 1975, с. 59). Предприятия края обеспечивают газом город Норильск и Норильский горно-металлургический комбинат им. А.П. Завенягина (ГМК “Норильский никель”), занимающий ведущее место в России и в мире по запасам и добыче цветных металлов. Работниками газовой промышленности региона накоплен богатейший опыт эксплуатации газовых месторождений в условиях Крайнего Севера. В связи с этим экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа из месторождений Красноярского края² представляется на сегодняшний день интересной и актуальной задачей.

Для построения производственной функции, по соображениям, изложенным в нашей работе (Афанасьев, 2008), мы отобрали следующие факторы производства, влияющие на добычу природного газа:

1) среднегодовую стоимость основных промышленно-производственных фондов (в сопоставимых ценах 1990 г.), являющихся главной материальной базой газодобывающей промышленности (Бренц, Гандкин, Уринсон, 1975, с. 102);

2) накопленную добычу природного газа, характеризующую меру истощения запасов.

Таким образом, в общем виде производственная функция добычи природного газа предприятиями Красноярского края имеет вид $G_t = F(\bar{\Phi}_{t(1990)}, G_{1969,t-1})$, где G_t – валовая добыча природного газа в году t ; F – функция; $\bar{\Phi}_{t(1990)}$ – среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов в сопоставимых ценах 1990 г. в году t ; $G_{1969,t-1}$ – накопленная добыча природного газа с момента начала добычи (1969 г.) по $t-1$ год; t – время (годы).

* Исследование выполнено при финансовой поддержке Гранта Президента Российской Федерации (№ НШ-3890.2008.6) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект 08-06-00301-а).

¹ На 1 января 1986 г. начальные суммарные ресурсы газа края оценивались в 21430.55 млрд. м³, в т. ч. запасы $A + B + C_1$ – 433.23 млрд. м³ и C_2 – 127.25 млрд. м³, прогнозные ресурсы $D_1 + D_2$ – 19979.43 млрд. м³ (Государственный баланс, 1986, с. 25).

² В конце 1980–начале 1990-х два месторождения края – Северо-Соленинское и Южно-Соленинское – были переведены на баланс Ямало-Ненецкого автономного округа (Государственный баланс, 1986, с. 32–35; Государственный баланс, 1997, с. 34–35).

Экономический смысл производственной функции добычи природного газа. Исходя из экономического смысла, производственная функция должна убывать по накопленной добыче и возрастать по среднегодовой стоимости основных фондов. В самом деле, по мере роста объема накопленной добычи $G_{1969,t-1}$ из уже имеющихся (т.е. старых) скважин ($\bar{\Phi}_{t(1990)} = \text{const}$) падает давление в пласте, вследствие чего снижается продуктивность фонда газовых скважин и объем газодобычи G_t . При имеющемся объеме накопленной добычи из старых скважин ($G_{1969,t-1} = \text{const}$) увеличение среднегодовой стоимости основных фондов $\bar{\Phi}_{t(1990)}$ за счет ввода новых (скважин, дожимных компрессорных станций и др.) повышает общий объем добычи природного газа G_t . Таким образом, добыча растет в том случае, если ввод новых мощностей с избытком восполняет истощение добычи на старых, и не увеличивается в противном случае.

Статистические данные и их обработка. Статистические данные за 1969–2006 гг. по добыче и накопленной добыче газа, а также среднегодовой стоимости основных промышленно-производственных фондов приведены в табл. 1. Ввиду отсутствия данных за 1969–1971 гг. среднегодовая стоимость вычислялась как отношение валовой добычи газа G_t к фондоотдаче f_t (табл. 1). За 1969–1983 гг. среднегодовая стоимость не пересчитывалась в сопоставимые сметные цены 1984–1990 гг. из-за отсутствия у нас данных о стоимости введенных в действие новых основных фондов. По причине высокой инфляции, поразившей российскую экономику в 1990-е годы, начиная с 1991 г. среднегодовая стоимость основных фондов пересчитывалась в сопоставимые цены 1990 г. (табл. 2) по методике, описанной в работе (Афанасьев, 2008). За 1991–2002 гг. расчет среднегодовой стоимости производился на основе данных по основным фондам основного вида деятельности ОКОНХ 11231 (строка 02 Формы № 11), а начиная с 2003 г. в связи с изменением Формы № 11 – на основе данных по промышленно-производственным основным фондам ОКВЭД 11.10.2, представляющим собой сумму промышленных видов ОКВЭД “С”, “D” и “Е” (строка 16 Формы № 11).

Расчет среднегодовой стоимости основных фондов. Среднегодовая стоимость в сопоставимых ценах 1990 г. $\bar{\Phi}_{t(1990)}$ вычислялась как среднее арифметическое между стоимостью основных фондов на начало года в сопоставимых ценах $\Phi H_{t(1990)}$ и их стоимостью на конец года в сопоставимых ценах $\Phi K_{t(1990)}$:

$$\bar{\Phi}_{t(1990)} = 0.5(\Phi H_{t(1990)} + \Phi K_{t(1990)}).$$

Стоимость основных фондов на конец года в сопоставимых ценах рассчитывалась как сумма стоимости основных фондов на начало года в сопоставимых ценах и стоимости введенных в действие новых основных фондов в сопоставимых ценах $\Phi B_{t(1990)}$ за вычетом стоимости ликвидированных основных фондов в сопоставимых ценах $\Phi L_{t(1990)}$:

$$\Phi K_{t(1990)} = \Phi H_{t(1990)} + \Phi B_{t(1990)} - \Phi L_{t(1990)}.$$

Стоимость введенных в действие новых основных фондов в сопоставимых ценах рассчитывалась делением их стоимости в фактических ценах ΦB_t на произведение индексов фактических цен в капитальном строительстве ИКС_i газовой промышленности сначала России (1992–1999 гг.), а затем Ямало-Ненецкого автономного округа (2000–2006 гг.) (Афанасьев, 2008, с. 21)³

$$\Phi B_{t(1990)} = \Phi B_t / \prod_{i=1991}^t \text{ИКС}_i$$

Стоимость ликвидированных основных фондов в сопоставимых ценах рассчитывалась делением их стоимости в фактических ценах ΦL_t на произведение индексов фактической переоценки фондов ИЛ_i

$$\Phi L_{t(1990)} = \Phi L_t / \prod_{i=1992}^t \text{ИЛ}_i$$

³ По причине отсутствия у нас данных по индексам цен в капитальном строительстве газодобывающей промышленности края за 2000–2006 гг. при пересчете стоимости введенных в действие новых основных фондов в сопоставимые цены 1990 г. нами были использованы соответствующие индексы цен по Ямало-Ненецкому АО (ЯНАО). Это может быть оправдано тем, что предприятия Красноярского края добывают большую часть природного газа на территории ЯНАО.

Таблица 1. Статистические данные для эконометрического исследования производственных функций за 1969–2006 гг.

Год	Добыча газа, млн. м ³	Накопленная с 1969 г. добыча газа, млн. м ³	Среднегодовая стоимость ОППФ, тыс. неденоминир. руб.**	Фондоотдача м ³ /руб.
t	G_t	$G_{1969, t-1}$	$\bar{\Phi}_{t(1990)}$	f_t
1969	18	0	5235	3.4
1970	444	18	25647	17.3
1971	1693	462	47828	35.4
1972	2155	2155	66408	
1973	2359	4310	77927	
1974	2477	6669	111177	
1975	2647	9146	133006	
1976	2837	11793	144315	
1977	3014	14630	174688	
1978	3183	17644	224669	
1979	3269	20827	244633	
1980	3719	24097	264310	
1981	4067	27815	285348	
1982	4551	31882	287252	
1983	4665	36433	290902	
1984	4840	41098	325368	
1985	5169	45938	361945	
1986	5274	51107	434226	
1987	5148	56381	447694	
1988	5130	61528	478271	
1989	5045	66658	494635	
1990	5093	71703	507786	
1991	5066	76796	528713	
1992	5038	81863	544691	
1993	4763	86901	552971	
1994	4782	91664	555288	
1995	4528	96446	564815	
1996	4601	100974	577758	
1997	4296	105575	578494	
1998	4036	109871	574341	
1999	3825	113907	584680	
2000	3707	117732	595094	
2001	3689	121439	596937	
2002	3729	125128	599072	
2003*	3585	128857	642263	
	3406	128857	598300	
2004*	3645	132442	685092	
	3248	132262	596827	
2005*	3462	136087	685394	
	3015	135510	596160	
2006*	3541	139549	709046	
	2879	138525	593511	

* С 2003 г. сверху данные по Красноярскому краю, внизу – по ОАО “Норильскгазпром”, до 2003 г. данные по ОАО “Норильскгазпром” (бывшее управление “Заполярьгаз”).

** За 1991–2006 гг. рассчитана как среднее арифметическое между $\Phi_{H(1990)}$ и $\Phi_{K(1990)}$ на основе данных табл. 2.

Источники: (Газовая промышленность, 1971, с. 421; 1973, с. 407; 1974, с. 17, 333; 1975, с. 385; 1976, с. 28–29, 441; 1977, с. 439; 1979, с. 439; 1981, с. 28–29, 459; 1982, с. 27; 1983, с. 489; 1984, с. 26–27, 441; 1986, с. 32, 490; 1987, с. 421; 1988, с. 409; 1989, с. 375; 1990, с. 248; 1991, с. 33, 285; 1994, с. 48; 2000, с. 76; Годовой отчет, 2006, с. 6; Годовой отчет, 2007, с. 5), по добыче газа за 2000–2004 – Форма № 2-ТЭК (газ).

Таблица 2. Расчет среднегодовой стоимости основных промышленно-производственных фондов в сопоставимых ценах 1990 г. за 1991–2006 гг.

Год	В фактических ценах, тыс. руб. (до 1994 года — неденоминированных)				Индексы фактических цен в капитальном строительстве, в размах к предыдущему периоду	Индексы фактической переоценки основных фондов, в размах к предыдущему году	В сопоставимых ценах 1990 года, тыс. неденоминированных руб.			
	Наличие на начало отчетного года	Введено новых	Ликвидировано (списано)	Наличие на конец отчетного года			Наличие на начало отчетного года	Введено новых	Ликвидировано (списано)	Наличие на конец отчетного года
<i>t</i>	ΦN_t	ΦB_t	ΦL_t	ΦK_t	$ИКС_t$	$ИЛ_t$	$\Phi N_{t(1990)}$	$\Phi B_{t(1990)}$	$\Phi L_{t(1990)}$	$\Phi K_{t(1990)}$
Красноярский край (до 2003 г. ОАО “Норильскгазпром”)										
1991	520977	26046	718	544708	1.608727*	1.000000	520977	16190	718	536449
1992	14595526	421293	5260	15016557	15.7	26.79514	536449	16680	196	552933
1993	15137974	363352	31497	15374039	11.5	1.000000	552933	1251	1175	553009
1994	461503	8051	1401	468012	4.4	30.01833	553009	6300	1742	557567
1995	1640592	58597	829	1698359	3.1	3.505449	557567	14790	294	572063
1996	4589203	87293	9147	4667178	1.75	2.702140	572063	12591	1201	583453
1997	6645622	28302	102785	6569824	1.143	1.000000	583453	3571	13491	573534
1998	4112007	47892	19776	4117479	1.049	0.625893	573534	5761	4147	575148
1999	4081230	271251	19450	4332167	1.41	1.000000	575148	23142	4079	594211
2000	4332167	73803	13573	4378268	1.365	1.000000	594211	4613	2846	595978
2001	6439380	146484	43928	6543162	1.119	1.470760	595978	8182	6263	597896
2002	6550454	140438	35692	5814400	1.055	1.001114	597896	7435	5083	600248
2003	3226265	2068140	41720	5259113	1.217	1.000000	600248	89971	5942	684277
2004	5203635	105290	15950	5284341	1.174	1.000000	684277	3902	2272	685907
2005	5284275	60431	21321	5514271	1.1139	1.000000	685907	2010	3037	684881
2006	5514271	1939772	49972	7410899	1.1638	1.000000	684881	55447	7117	733211
ОАО “Норильскгазпром”										
2003	3222298	47015	41720	3234021	1.217	1.000000	600248	2045	5942	596352
2004	3178543	86947	15950	3245171	1.174	1.000000	596352	3222	2272	597302
2005	3438407	14166	19341	3433232	1.1139	1.000000	597302	471	2755	595018
2006	3433232	115173	44285	3497264	1.1638	1.000000	595018	3292	6307	592003
Источники	Форма № 11 по ОКОНХ 11231 (1991–2004 гг.), по ОКВЭД 11.10.2 (2005–2006 гг.)				(Афанасьев, 2008, с. 21)					

* Рассчитана по формуле (Афанасьев, 2008, с. 21) с учетом стоимости введенных машин и оборудования (6972 тыс. руб.) и территориального коэффициента Красноярского края по районам Крайнего Севера (0.95).

где каждый из этих индексов $ИЛ_t$ равен отношению фактической стоимости фондов на начало соответствующего года к фактической стоимости фондов на конец предыдущего года $ИЛ_t = \Phi N_t / \Phi K_{t-1}$, за исключением 1993 г. (когда переоценка не производилась), а также 1997 г. (когда в фондах основного вида деятельности стал учитываться магистральный трубопроводный транспорт), 2003 г. (когда стало возможным снова выделить промышленно-производственные фонды) и 2004–2005 гг. (когда происходил переход от ОКОНХ к ОКВЭД в 16 строке Формы № 11). Поскольку на 1 января 1993 г., 1997 г., 1999–2000 гг., 2002–2006 гг. переоценка всех основных фондов (строка 01 Формы № 11) не производилась, то $ИЛ_t = 1$.

Таблица 3. Результаты эконометрического исследования производственных функций на временном промежутке 1970–2006 гг. (число наблюдений – 37)

Производственная функция	Коэффициенты и t -статистики*			R^2	$LM(1)$	ADF
	α_0	α_1	α_2			
Красноярский край						
Трансцендентная $\Gamma_t = e^{\alpha_0 + \alpha_2 G_{1969, t-1}} \bar{\Phi}_{t(1990)}^{\alpha_1}$	–2.197881539 (–3)	0.864013545 (16)	$-8.859958488 \times 10^{-6}$ (–9)	0.90	$TR = 2.72$ $[p = 0.10]$	–5.6 (1%: –4.7)
Степенно-показательная $\Gamma_t = e^{\alpha_0} \bar{\Phi}_{t(1990)}^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1969, t-1}}$	–2.085321572 (–3)	0.8533385825 (16)	$-6.454592986 \times 10^{-7}$ (–9)	0.90	$TR = 2.58$ $[p = 0.11]$	–5.6 (1%: –4.7)
ОАО “Норильскгазпром”						
Трансцендентная $\Gamma_t = e^{\alpha_0 + \alpha_2 G_{1969, t-1}} \bar{\Phi}_{t(1990)}^{\alpha_1}$	–2.283665022 (–4)	0.8715459742 (16)	$-9.041284022 \times 10^{-6}$ (–10)	0.90	$TR = 3.07$ $[p = 0.08]$	–5.4 (1%: –4.7)
Степенно-показательная $\Gamma_t = e^{\alpha_0} \bar{\Phi}_{t(1990)}^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1969, t-1}}$	–2.190663217 (–4)	0.8626354982 (16)	$-6.642180645 \times 10^{-7}$ (–10)	0.90	$TR = 3.04$ $[p = 0.08]$	–5.4 (1%: –4.7)

* t -статистики коэффициентов α_i приведены в скобках.

Примечание. Критические пороги Мак-Киннона для остатков регрессий были рассчитаны по формуле $\hat{\beta}_\infty(n) + \hat{\beta}_1(n)(T-1)^{-1} + \hat{\beta}_2(n)(T-1)^{-2}$ при $n = 3$, где T – число наблюдений ($T = 37$), n – число временных рядов в регрессиях, $\hat{\beta}_\infty(n)$, $\hat{\beta}_1(n)$, $\hat{\beta}_2(n)$ – коэффициенты для расчета табличных критических порогов Мак-Киннона (MacKinnon, 1991, р. 274–275).

Результаты исследования. В результате эконометрического исследования различных классов производственных функций методом наименьших квадратов на основе данных табл. 1 в пакете Eviews 6.0 оказалось (табл. 3), что в долгосрочном периоде наилучшим образом с точки зрения канонических критериев эконометрики и экономического смысла процесс добычи природного газа предприятиями Красноярского края описывают трансцендентная производственная функция

$$\Gamma_t = \exp(-2.197881539 - 8.859958488 \times 10^{-6} G_{1969,t-1}) \bar{\Phi}_{t(1990)}^{0.864013545} \quad (1)$$

и степенно-показательная производственная функция

$$\Gamma_t = \exp(-2.085321572) \bar{\Phi}_{t(1990)}^{0.8533385825 - 6.454592986 \times 10^{-7} G_{1969,t-1}}, \quad (2)$$

построенные на данных временного промежутка 1970–2006 гг.

В самом деле, у этих двух функций величина квадрата коэффициента множественной корреляции R^2 , отражающая степень тесноты статистической связи между результирующей переменной (добычей газа) и объясняющими переменными (среднегодовой стоимостью основных фондов и накопленной добычей), очень высокая – 0.90. Кроме того, превосходящие по модулю 2 t -статистики оценок коэффициентов производственных функций показывают, что все учтенные факторы производства являются статистически значимыми. Знаки при их коэффициентах не противоречат экономическому смыслу. Действительно, отрицательный коэффициент при накопленной добыче α_2 подтверждает тот факт, что с ростом истощения запасов при неизменном объеме основных фондов добыча газа падает. Положительный коэффициент при основных фондах α_1 показывает, что при данном уровне истощения запасов по мере увеличения объема основных фондов происходит рост газодобычи.

Тесты множителей Лагранжа (Бройша–Годфри) $LM(1)$ указывают на отсутствие автокорреляции 1-го порядка регрессионных остатков при 5%-ном уровне значимости. Значения расширенных тестов Дикки–Фуллера ADF , лежащие левее критического порога Мак-Киннона (равного –4.7 для 3-х временных рядов и 36 точек), позволяют нам отвергнуть гипотезу о наличии единичного корня у регрессионных остатков при 1%-ном уровне значимости.

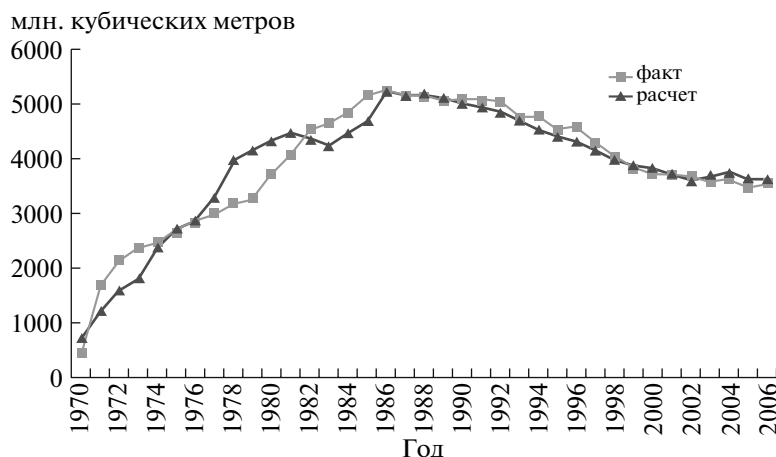


Рис. 1. Фактическая и расчетная добыча природного газа предприятиями Красноярского края в 1970–2006 гг.: степенно-показательная функция.

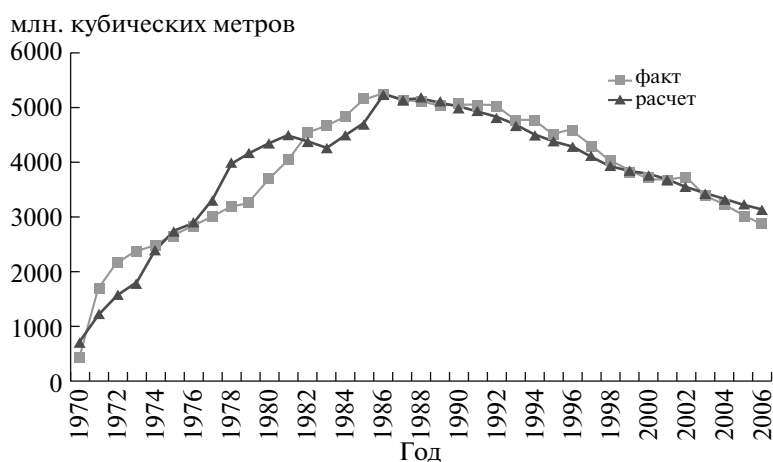


Рис. 2. Фактическая и расчетная добыча природного газа ОАО «Норильскгазпром» в 1970–2006 гг.: степенно-показательная функция.

Прогнозная сила производственных функций. Ретроспективные расчеты, проведенные на основе трансцендентной и степенно-показательной функций, построенных с 1970 г. по 1985–2005 гг., показали следующее (табл. 4). Из двух исследованных функций (1) и (2) наименьшую ретроспективную оценку абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза на τ лет вперед $\Delta(\tau)_{\text{отн}}$ (см. методику расчета в (Афанасьев, 2008, с. 23)), где $\tau = 1, \dots, 20$, имеет степенно-показательная производственная функция (2). Таким образом, для прогнозирования добычи природного газа предприятиями Красноярского края лучше всего использовать функцию (2) (рис. 1).

Заключение. Построенные в настоящем исследовании эконометрические модели производственных функций добычи природного газа предприятиями Красноярского края отражают всю историю становления и развития газодобывающей промышленности региона с 1970 г. (рис. 1 и 2). Модели адекватно описывают процесс добычи газа с точки зрения классических критериев эконометрики и экономического смысла. Производственные функции могут быть использованы для экономического анализа, планирования и прогнозирования добычи природного газа как предприятиями края, так и региональными органами власти.

В частности, зная план ввода основных производственных фондов на n лет вперед и долю ликвидированных основных фондов, можно спрогнозировать добычу природного газа на данное число лет вперед. Это особенно актуально сегодня, когда ОАО «Таймыргаз» начало освоение и разработку Пеляткинского газоконденсатного месторождения с утвержденными запасами свободного газа категорий А + В + С₁ в 148382 млн. м³ и категории С₂ в 7736 м³ (Государственный

Таблица 4. Результаты ретроспективных расчетов на 20 лет вперед

Функция	Ретроспективная оценка абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза на τ лет вперед $\Delta(\tau)_{\text{отн}}, \%$																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
(1)	3.00	3.31	3.79	3.98	4.39	5.03	5.60	6.04	6.19	6.46	7.12	7.55	8.16	8.77	8.84	8.87	9.61	12.04	12.94	13.79
(2)	2.92	3.23	3.65	3.87	4.33	4.92	5.40	5.63	5.75	5.70	6.19	6.33	6.89	7.22	7.11	6.96	7.50	9.64	10.44	10.61

Таблица 5. Результаты эконометрического исследования производственных функций всей газодобывающей промышленности Тюменской области и находящихся на ее территории дочерних обществ ОАО “Газпром” за период 1993–2008 гг. (число наблюдений – 16)

Производственная функция	Коэффициенты*		R^2
	α_1	$1 - \alpha_1$	
Тюменская область (без учета ОАО “Норильскгазпром”)			
С временным трендом $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 t}$	0.90 (37)	0.10	0.997
С накопленной добычей до года $t - 1$ $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 G_{1963, t-1}}$	0.91 (35)	0.09	0.996
С накопленной добычей до года $t - 2$ $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 G_{1963, t-2}}$	0.91 (33)	0.09	0.996
Дочерние общества ОАО “Газпром” на территории Тюменской области			
С временным трендом $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 t}$	0.91 (35)	0.09	0.996
С накопленной добычей до года $t - 1$ $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 G_{1963, t-1}}$	0.91 (32)	0.09	0.995
С накопленной добычей до года $t - 2$ $\frac{\Gamma_t}{L_t} = e^{\alpha_0 \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1}} e^{\alpha_2 G_{1963, t-2}}$	0.90 (31)	0.10	0.994

* В круглых скобках приведены t -статистики коэффициентов.

баланс, 1986, с. 32–35)⁴, а российский Газпром перешел к реализации восточной газовой программы (Ананенков, 2008).

Между тем в 2008 г. из месторождений соседней с Красноярским краем Тюменской области (без учета ОАО “Норильскгазпром”) было добыто 563 782 млн. м³ природного газа, в том числе дочерними обществами ОАО “Газпром” – 509 026 млн. м³. Среднегодовая численность работников в добыче природного газа (ОКВЭД 11.10.2) области составила 21 939 человек, а по дочерним обществам ОАО “Газпром” – 18 981 человек. В 2007 г. среднегодовая стоимость основных про-

⁴ ГКЗ СССР 1974 г. № 7295.

мышленно-производственных фондов всей газодобывающей промышленности области в сопоставимых ценах 1990 г., рассчитанная по методике (Афанасьев, 2009а, с. 38), равнялась 33 724 144 неденоминированных рублей. В результате эконометрического исследования трех производственных функций из работы (Афанасьев, 2009а) за 1993–2008 гг. методом наименьших квадратов получилось, что коэффициенты при труде $1 - \alpha_1$ у функций всей газодобывающей промышленности Тюменской области составили соответственно 0.10, 0.09 и 0.09, а у функций по дочерним обществам ОАО “Газпром” – соответственно 0.09, 0.09 и 0.10 (табл. 5). Параллельно с этим средняя за период с 1993 по 2008 г. доля заработной платы с начислениями в затратах на добычу газа по принадлежащим ОАО “Газпром” крупным газодобывающим предприятиям Тюменской области составила 0.10.

Таким образом, можно констатировать, что, несмотря на начавшийся в 2008 г. мировой финансово-экономический кризис, газодобывающий сектор ОАО “Газпром” Тюменской области продолжает оставаться в парето-эффективном состоянии и добывать природный газ с минимальными издержками. Более того, постоянство отдачи на масштаб у его производственных функций и высокие значения t -статистик при их коэффициентах в 1993–2008 гг. еще раз подтверждают сделанное нами ранее заключение о том, что оптимальный размер газодобывающего сектора ОАО “Газпром” в Тюменской области будет достигнут еще не скоро, и, следовательно, любое его разделение на независимые газовые компании экономически неэффективно (Афанасьев, 2009б).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ананенков А.Г. (2008): Восточная газовая программа – начало реализации // *Газовая промышленность*. № 12.
- Афанасьев А.А. (2008): Экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа в Тюменской области // *Газовая промышленность*. № 6.
- Афанасьев А.А. (2009а): Производственные функции газодобывающей промышленности Тюменской области и дочерних обществ ОАО “Газпром” в 1993–2007 гг. // *Экономика и мат. методы*. Т. 45. № 2.
- Афанасьев А.А. (2009б): Парето-эффективность, минимизация издержек и инновации – важнейшие составляющие политики ОАО “Газпром” в сфере добычи природного газа // *Газовая промышленность*. № 4.
- Бренц А.Д., Гандкин В.Я., Уринсон Г.С. (1975): Экономика газодобывающей промышленности. М.: Недра.
- Газовая промышленность (1971): Газовая промышленность СССР в 1970 г. М.: Недра.
- Газовая промышленность (1973): Газовая промышленность СССР в 1972 г. М.: Недра.
- Газовая промышленность (1974): Газовая промышленность СССР 1973 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1975): Газовая промышленность СССР 1974 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1976): Газовая промышленность СССР 1975 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1977): Газовая промышленность СССР 1976 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1979): Газовая промышленность СССР 1978 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1981): Газовая промышленность СССР 1980 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1982): Газовая промышленность СССР 1981 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1983): Газовая промышленность СССР 1982 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1984): Газовая промышленность СССР 1983 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1986): Газовая промышленность СССР 1985 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1987): Газовая промышленность СССР 1986 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1988): Газовая промышленность СССР 1987 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1989): Газовая промышленность СССР 1988 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1990): Газовая промышленность СССР 1989 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1991): Газовая промышленность СССР 1990 г. М.: ВНИИЭГазпром.
- Газовая промышленность (1994): Газовая промышленность 1993 г.: экономико-статистический обзор. М.: ИРЦ Газпром.
- Газовая промышленность (2000): Газовая промышленность 1999 г.: экономико-статистический обзор. М.: ИРЦ Газпром.
- Годовой отчет (2006): Годовой отчет ОАО “Норильскгазпром” за 2005 год. Норильск. http://www.norilsk-gazprom.ru/shareholders/info/buhotchet/Godovoj_othet_zh_2006_god.doc.
- Годовой отчет (2007): Годовой отчет ОАО “Норильскгазпром” за 2006 год. Норильск. http://www.norilsk-gazprom.ru/shareholders/info/buhotchet/godovoj_othet_zh_2005_god.pdf.
- Государственный баланс (2000): Государственный баланс запасов Российской Федерации на 1 января 2000 г. Нефть. Т. VII. Восточно-Сибирский регион. М.

- Государственный баланс (1997): Государственный баланс запасов Российской Федерации на 1 января 1997 г. Вып. 61. Газы горючие. Т. VII. Восточно-Сибирский и Дальневосточный регионы. М.
- Государственный баланс (1986): Государственный баланс запасов СССР на 1 января 1986 г. Вып. 61. Газы горючие. Т. VII. РСФСР. Восточно-Сибирский экономический район. М.
- Сигалова Л.Н., Косолобенкова Л.Н.** и др. (2007): Газовая промышленность мира 2006 г.: экономико-статистический обзор. М.: ИРЦ Газпром.
- MacKinnon J.** (1991): Critical Values for Cointegration Tests. In: “*Long-run economic relationships. Readings in cointegration*” R.F. Engle and C.W. Granger (eds.). N.Y.: Oxford University Press.

Поступила в редакцию
26.02.2009 г.

Production Functions of Natural Gas Production Industry in Krasnoyarsk Territory

A. A. Afanasiev

The production functions of natural gas production industry in Krasnoyarsk territory were the subject of this econometric study. In the models it is adequately described gas production process in terms of canonical econometric criteria and economic intuition. The production functions can be applied for natural gas production economic analysis, planning and forecasting by regional gas production companies as well as by federal and local authorities.