

ISSN 0016-5581

Газовая промышленность

спецвыпуск

654 / 2010



Газ и нефть Востока России



УДК 622.279.5

Прогнозирование добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири

А.А. Афанасьев (Центральный экономико-математический институт РАН)

В своей работе «Прошлое – будущему» академик Д.С. Лихачев писал: «Каждый ученый должен обладать благодарностью к предшественникам, уважением к современникам и ответственностью перед будущими учеными. Тогда его дело будет многолетним на земле» [1, с. 573]. Это высказывание становится все актуальнее сегодня, и особенно для такой области, как прогнозирование, где нельзя обойтись без учета прошлого, анализа настоящего, чтобы дать наиболее точную оценку будущего. Руководствуясь в своем исследовании этим принципом, сформулированным выдающимся ученым, автор предлагает вниманию читателей экономико-математические модели производственных функций для прогнозирования добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири.

Восточная газовая программа, утвержденная Приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 3 сентября 2007 г. № 340, ставит своей целью повышение уровня социально-экономического развития восточных регионов России путем создания эффективного газового комплекса [2, с. 14]. В недрах Восточной Сибири имеются значительные ресурсы свободного газа и газа газовых шапок. По своим объемам восточносибирские перспективные и прогнозные ресурсы газа, составляющие 25 % от общероссийских, сравнимы с ресурсами суши Ямало-Ненецкого автономного округа (табл. 1). В связи с этим представляется актуальным провести эконометрическое исследование производственных функций восточносибирской газодобывающей промышленности за 1968–2008 гг. и выявить из них те, которые с наибольшей точностью прогнозируют добычу природного газа.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

На протяжении почти полувека в Центральном экономико-математическом институте РАН разрабатываются эконо-

мико-математические модели экономики нашей страны, в том числе газовой про-

мышленности как одной из важнейших ее отраслей. На сегодняшний день основными инструментами экономико-математического моделирования и прогнозирования служат вычислимые модели экономического равновесия и агент-ориентированные модели экономики, создаваемые под руководством директора ЦЭМИ РАН академика В.Л. Макарова [12–13], а также эконометрические модели народного хозяйства, в том числе модели производственного потенциала, разрабатываемые под руководством профессора С.А. Айвазяна [14, 15]. В ЦЭМИ РАН первые эконометрические модели производственных функций газодобывающей промышленности нашей страны были исследованы Л.Е. Варшавским в середине 1970-х гг. [16]. Модели производственных

Таблица 1. Балансовые геологические запасы и ресурсы свободного газа, включая газ газовых шапок, на 1 января 2009 г., млрд м³

Территория	Запасы газа			Ресурсы газа		
	A + B + C ₁	C ₂	Всего	C ₃	D ₁ + D ₂	Всего
Восточная Сибирь, всего	3715,566	4301,310	8016,876	4995,075	36 552,733	41 547,808
в том числе:						
Красноярский край	819,317	1000,516	1819,833	3491,385	20 483,357	23 974,742
Республика Саха (Якутия)	1314,530	1216,082	2530,612	180,978	10 033,339	10 214,317
Иркутская обл.	1581,719	2084,712	3666,431	1322,712	6036,037	7358,749
Западная Сибирь, всего*	32 712,504	9301,044	42 013,548	17 220,372	29 974,980	47 195,352
в том числе:						
Тюменская обл. (с округами), из них:	32 471,408	9263,273	41 734,681	17 217,017	29 325,345	46 542,362
- Ямало-Ненецкий автономный округ	31 700,780	9148,449	40 849,229	17 216,816	24 657,827	41 874,643
- Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	766,621	97,538	864,159	0,201	4667,518	4667,719
- Тюменская обл. (юг)	4,007	17,286	21,293	Н. д.**	Н. д.	Н. д.
Томская обл.	239,953	37,771	277,724	3,355	649,635	652,990
Новосибирская обл.	0,600	0	0,600	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Омская обл.	0,543	0	0,543	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Россия, всего	48 111,336	19 839,718	67 951,054	32 963,406	130 393,739	163 357,145

* Суша, без месторождений ЯНАО на шельфе Карского моря. По данным [3, с. 60–61], на 1 января 2009 г. перспективные ресурсы свободного газа C₃ Западносибирского нефтегазоносного бассейна оценивались в 24,2 трлн м³, а прогнозные ресурсы D₁ + D₂ – в 48,8 трлн м³.

** Нет данных в Государственном балансе полезных ископаемых на 1 января 2009 г.

Источники: [3, с. 59, 62], [4, с. 8], [5, с. 8], [6, с. 20], [7, с. 8], [8, с. 3], [9, с. 9], [10, с. 3], [11, с. 3].

функций газодобывающего сектора ОАО «Газпром» за 1989–2005 гг. построены Л.В. Шамисом (ООО «НИИГазэкономика» [17, с. 55–58]. Данное исследование проводится с использованием двух перечисленных методологий и является развитием результатов, полученных автором в работах [18, 19].

Для эконометрического исследования производственных функций газодобывающей промышленности Восточной Сибири, по соображениям, изложенным в [18, 19], были отобраны следующие факторы производства, определяющие валовую добычу природного газа G_t : среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов (ОППФ) в сопоставимых ценах 1990 г. $\bar{\Phi}_{t(1990)}$ и накопленная добыча природного газа $G_{1968,t-1}$ с момента начала промышленной эксплуатации первого в Восточной Сибири (Усть-Вилуйского) газового месторождения (1968 г.) по год $t - 1$.

В целях сопоставимости статистических данных по добыче и ОППФ будем исследовать производственные функции по кругу крупных и средних предприятий Восточной Сибири, основной вид деятельности которых – добыча природного газа (ОКОНХ 11231, ОКВЭД 11.10.2). Эти предприятия – ОАО «Норильскгазпром», «Таймыргаз», «Якутгазпром», ЗАО «Алроса-газ» – расположены на территориях Красноярского края и Республики Саха (Якутия). Остальные предприятия, ведущие добычу природного газа в этих регионах и в Иркутской обл., в статистический свод по Восточной Сибири автором не включаются, так как, во-первых, они относятся к нефтедобывающей промышленности (ОКВЭД 11.10.11 «Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа») и, во-вторых, объемы добываемого ими природного газа невелики.

Статистические данные о добыче и ОППФ приведены в табл. 2. Поскольку в [19] среднегодовая стоимость ОППФ газодобывающей промышленности Красноярского края за 2000–2008 гг. была рассчитана на основе индексов фактических цен в капитальном строительстве Ямало-Ненецкого автономного округа, то за эти годы она была пересчитана в сопоставимые цены 1990 г. по методике [19, с. 4] на основе среднегодовых индексов фактических цен в капитальном строительстве ОКОНХ 11230 (2000–2004 гг.) и ОКВЭД 11 (2005–2008 гг.) Красноярского края (табл. 3).

Таблица 2. Статистические данные для эконометрического исследования производственных функций газодобывающей промышленности Восточной Сибири за 1968–2008 гг.

Год	Валовая добыча природного газа, млн м ³	Накопленная с 1968 г. по год $t - 1$ добыча природного газа, млн м ³	Среднегодовая стоимость ОППФ в сопоставимых ценах 1990 г., тыс. неденоминированных руб.
t	G_t	$G_{1968,t-1}$	$\bar{\Phi}_{t(1990)}$
1968	47	0	918
1969	133	47	7063
1970	628	180	27 704
1971	1865	808	51 000
1972	2310	2673	75 599
1973	2646	4983	89 533
1974	2913	7629	129 959
1975	3112	10 542	152 314
1976	3362	13654	170 424
1977	3600	17 015	203 592
1978	3817	20 615	260 911
1979	3947	24 432	285 019
1980	4457	28 379	310 762
1981	4854	32836	338 087
1982	5442	37 690	339 737
1983	5586	43 132	350 440
1984	5791	48 718	392 386
1985	6186	54 509	443 890
1986	6422	60 695	546 468
1987	6472	67 117	604 053
1988	6458	73 590	663640
1989	6404	80 047	716 022
1990	6495	86451	744 567
1991	6594	92 946	762 658
1992	6576	99 541	778 237
1993	6349	106 117	789 166
1994	6416	112 466	798 730
1995	6194	118 882	826 138
1996	6225	125 076	858 193
1997	5873	131 301	871 057
1998	5588	137 174	900 985
1999	5428	142 762	944 954
2000	5328	148 190	972 667
2001	5308	153 518	981 578
2002	5337	158 826	1 006 816
2003	5188	164 163	1 080 893
2004	5291	169 351	1 127 698
2005	5027	174 643	1 139 252
2006	5171	179 670	1 198 885
2007	4910	184 841	1 314 394
2008	5178	189 751	1 395 075

Источники: [18, с. 37; 19, с. 5] и табл. 3.

ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ: РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКОНОМЕТРИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ НЕЗАВИСИМЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ГАЗА

В результате эконометрического исследования различных классов производственных функций (линейных, степенных, степенно-показательных, степенно-показательных логарифмических и трансцендентных [20, с. 22]) методом наименьших квадратов в пакете Eviews 6.0 на основе статистических данных табл. 2 оказалось, что с точки зрения как классических критериев эконометрики, так и экономического смысла лучшим образом процесс добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири описывают степенно-показательные (рис. 1, табл. 4)

$$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1968, t-1}} \quad (1)$$

и трансцендентные (табл. 5)

$$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t(1990)})^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{1968, t-1}} \quad (2)$$

производственные функции во временных промежутках с 1968 г. по 1979–2008 гг., где t – время (годы); α_i – коэффициенты производственных функций ($i = 0, 1, 2$); e – основание натурального логарифма.

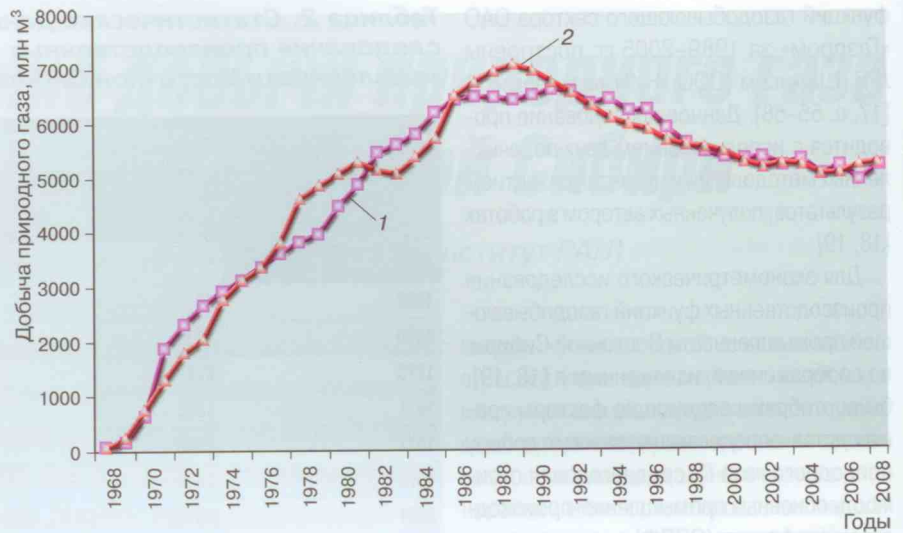


Рис. 1. Фактическая (1) и расчетная (2) на основе функции (1) добыча природного газа из месторождений Восточной Сибири в 1968–2008 гг.

В самом деле, значения коэффициентов детерминации R^2 очень близки к 1, статистики Дарбина – Ватсона DW указывают на отсутствие автокорреляции остатков при 1%-м уровне значимости (у функции (1) в 2003–2008 гг. и у функции (2) в 2007–2008 гг. они находятся чуть левее верхней границы зоны неопределенности), значения t -статистик коэффициентов α_i превышают по модулю 2 (за исключением нескольких лет, когда они чуть меньше 2),

значения коэффициентов корреляции r_1 и r_2 между объясняющими переменными не превосходят 0,85, что свидетельствует об отсутствии эффекта мультиколлинеарности [21, с. 75]. Таким образом, результаты проверки основных статистических гипотез не противоречат тому, что полученные методом наименьших квадратов эконометрические оценки коэффициентов производственных функций (1) и (2) с 1968 г. по 1979–2008 гг. являются самыми точными несмещенными

Таблица 3. Пересчет среднегодовой стоимости ОППФ газодобывающей промышленности Красноярского края в сопоставимые цены 1990 г. на основе среднегодовых индексов фактических цен в капитальном строительстве ОКОНХ 11230 (2000–2004 гг.) и ОКВЭД 11 (2005–2008 гг.) Красноярского края

Год	Введено в действие новых ОППФ в фактических ценах, тыс. деноминированных руб.	Индекс фактических цен в капитальном строительстве, в отношении к предыдущему году	ОППФ в сопоставимых ценах 1990 г., тыс. неденоминированных руб.				
			Наличие на начало отчетного года	Введено в действие новых	Ликвидировано (списано)	Наличие на конец отчетного года	Среднегодовая стоимость
t	ΦB_t	$ИКС_t$	$\Phi H_{(1990)}$	$\Phi B_{(1990)}$	$\Phi Л_{(1990)}$	$\Phi K_{(1990)}$	$\bar{\Phi}_{t(1990)}$
2000	73 803	1,431	594 211	4400	2846	595 765	594 988
2001	146 484	1,219	595 765	7164	6263	596 666	596 215
2002	140 438	1,086	596 666	6325	5083	597 907	597 286
2003	2 068 140	0,990	597 907	94 080	5942	686 046	641 976
2004	105 290	1,043	686 046	4592	2272	688 366	687 206
2005	60 431	1,114	688 366	2366	3037	687 695	688 031
2006	1 939 772	1,130	687 695	67 208	7117	747 786	717 741
2007	686 588	1,145	747 786	20 776	5342	763 221	755 503
2008	1 241 595	1,199	763 221	31 335	3535	791 020	777 120

Примечание. Стоимость ликвидированных ОППФ в фактических ценах за 2007 г. составила 37 506 тыс. деноминированных руб., а за 2008 г. – 24 821 тыс. деноминированных руб. Поскольку переоценка всех основных средств за 2007 и 2008 гг. предприятиями края не производилась, коэффициенты фактической переоценки ОППФ за эти годы равны единице.

Источники: по ОППФ – данные из [19, с. 6], по среднегодовым индексам – данные Росстата.

оценками из всех линейных несмещенных оценок.

Кроме того, положительные оценки коэффициентов при основных факторах α_1 и отрицательные оценки коэффициентов при накопленной добыче природного газа α_2 свидетельствуют о том, что модели производственных функций добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири (1) и (2) согласуются с экономическим смыслом.

Из табл. 4 и 5 видно, что накопленная добыча природного газа $G_{1968,t-1}$, характеризующая меру истощения его запасов, становится статистически значимой с 1979 г. Коэффициент при основных факторах α_1 снижается во временном промежутке 1979–1982 гг. и остается почти неизменным (с точностью до второго знака после запятой) в 1983–2008 гг. Более того, значения коэффициентов α_1 у функций (1) и (2) почти совпадают друг с другом во временных интервалах с 1968 г. по 1979–2008 гг. Коэффициенты размерности α_0 и коэффициенты при накопленной добыче α_2 у каждой из функций также почти не изменяются в течение 1994–2008 гг. Таким образом, эти эконометрические результаты, во-первых, подтверждают высокую степень верификации выбранных моделей производственных функций (1) и (2) и, во-вторых, приводят к следующему основному экономическому результату.

В течение 1994–2008 гг. коэффициенты производственных функций (1) и (2) добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири почти не изменяются с точностью до второго знака после запятой, что говорит об устойчивости институционального механизма (правил игры) газодобывающей промышленности Восточной Сибири.

ВЫБОР НАИЛУЧШЕЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПА РЕТРОСПЕКТИВНЫХ РАСЧЕТОВ

Для того чтобы выявить, какая из двух исследованных производственных функций (1) и (2) наилучшим образом описывает процесс и прогнозирует объемы добычи природного газа, необходимо использовать дополнительные критерии отбора. Классическим и наиболее надежным из

них является принцип ретроспективных расчетов, или критерий ex-post прогноза [21, с. 35–36, 315–316]. Согласно этому принципу следует выбрать функцию, имеющую минимальную ретроспективную оценку абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза на 1 год и далее до τ лет вперед.

Ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза

на 1 год и далее до τ лет вперед $\varepsilon(\tau, i)_{\text{отн}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$\varepsilon(\tau, i)_{\text{отн}} = \left| \frac{\hat{G}_{t_{06}+i-1+\tau}}{G_{t_{06}+i-1+\tau}} - 1 \right|,$$

где $\hat{G}_{t_{06}+i-1+\tau}$ – ex-post прогнозная добыча природного газа в году $t_{06} + i - 1 + \tau$; $G_{t_{06}+i-1+\tau}$ – фактическая добыча природного газа в году $t_{06} + i - 1 + \tau$; t_{06} – минимальный

Таблица 4. Результаты эконометрического исследования степенно-показательной производственной функции (1) с 1968 г. по 1979–2008 гг.

Временной промежуток	Коэффициенты (t-статистики)			r_1^*	R^2	DW
	α_0	α_1	α_2			
1968–1979	-2,87 (-4)	0,94 (14)	-2,02·10 ⁻⁷ (-1,93)	0,72	0,97	1,95
1968–1980	-2,82 (-5)	0,93 (15)	-1,78·10 ⁻⁷ (-2,15)	0,73	0,98	1,93
1968–1981	-2,74 (-5)	0,92 (16)	-1,51·10 ⁻⁷ (-2,23)	0,73	0,98	1,84
1968–1982	-2,60 (-4)	0,91 (16)	-1,12·10 ⁻⁷ (-1,97)	0,72	0,97	1,67
1968–1983	-2,48 (-4)	0,89 (17)	-8,41·10 ⁻⁷ (-1,76)	0,71	0,97	1,52
1968–1984	-2,41 (-5)	0,88 (17)	-6,93·10 ⁻⁷ (-1,73)	0,71	0,97	1,46
1968–1985	-2,37 (-5)	0,88 (18)	-6,02·10 ⁻⁷ (-1,79)	0,71	0,97	1,43
1968–1986	-2,37 (-5)	0,88 (19)	-6,03·10 ⁻⁷ (-2,11)	0,71	0,98	1,44
1968–1987	-2,38 (-5)	0,88 (20)	-6,17·10 ⁻⁷ (-3)	0,72	0,98	1,44
1968–1988	-2,39 (-5)	0,88 (21)	-6,37·10 ⁻⁷ (-3)	0,72	0,98	1,44
1968–1989	-2,40 (-6)	0,88 (22)	-6,56·10 ⁻⁷ (-4)	0,72	0,98	1,44
1968–1990	-2,40 (-6)	0,88 (23)	-6,55·10 ⁻⁷ (-4)	0,73	0,98	1,44
1968–1991	-2,39 (-6)	0,88 (24)	-6,39·10 ⁻⁷ (-4)	0,73	0,98	1,44
1968–1992	-2,36 (-6)	0,88 (25)	-6,18·10 ⁻⁷ (-5)	0,73	0,98	1,43
1968–1993	-2,34 (-6)	0,88 (26)	-6,01·10 ⁻⁷ (-5)	0,73	0,98	1,42
1968–1994	-2,32 (-6)	0,87 (26)	-5,78·10 ⁻⁷ (-6)	0,73	0,98	1,40
1968–1995	-2,30 (-6)	0,87 (27)	-5,64·10 ⁻⁷ (-6)	0,73	0,98	1,39
1968–1996	-2,28 (-7)	0,87 (28)	-5,50·10 ⁻⁷ (-6)	0,73	0,98	1,38
1968–1997	-2,27 (-7)	0,87 (29)	-5,43·10 ⁻⁷ (-7)	0,73	0,98	1,37
1968–1998	-2,27 (-7)	0,87 (30)	-5,43·10 ⁻⁷ (-7)	0,73	0,98	1,38
1968–1999	-2,27 (-7)	0,87 (30)	-5,46·10 ⁻⁷ (-8)	0,73	0,98	1,38
1968–2000	-2,28 (-7)	0,87 (31)	-5,49·10 ⁻⁷ (-9)	0,73	0,98	1,38
1968–2001	-2,27 (-7)	0,87 (32)	-5,47·10 ⁻⁷ (-9)	0,73	0,98	1,38
1968–2002	-2,27 (-8)	0,87 (33)	-5,44·10 ⁻⁷ (-10)	0,73	0,98	1,38
1968–2003	-2,27 (-8)	0,87 (34)	-5,45·10 ⁻⁷ (-11)	0,73	0,98	1,38
1968–2004	-2,27 (-8)	0,87 (34)	-5,43·10 ⁻⁷ (-11)	0,73	0,98	1,38
1968–2005	-2,27 (-8)	0,87 (35)	-5,44·10 ⁻⁷ (-12)	0,74	0,98	1,38
1968–2006	-2,26 (-8)	0,87 (36)	-5,42·10 ⁻⁷ (-13)	0,74	0,98	1,38
1968–2007	-2,27 (-8)	0,87 (37)	-5,47·10 ⁻⁷ (-13)	0,74	0,98	1,38
1968–2008	-2,27 (-8)	0,87 (37)	-5,48·10 ⁻⁷ (-14)	0,75	0,98	1,39

* $r_1 = r(\ln \bar{\Phi}_{t(1990)}, G_{1968,t-1}, \ln \bar{\Phi}_{t(1990)})$ – коэффициент корреляции между объясняющими переменными $\ln \bar{\Phi}_{t(1990)}$ и $G_{1968,t-1} \ln \bar{\Phi}_{t(1990)}$.

Таблица 5. Результаты эконометрического исследования трансцендентной производственной функции (2) с 1968 г. по 1979–2008 гг.

Временной промежуток	Коэффициенты (t-статистики)			r_2^*	R^2	DW
	α_0	α_1	α_2			
1968-1979	-2,89 (-4)	0,94 (14)	$-2,53 \cdot 10^{-6}$ (-1,89)	0,73	0,97	1,94
1968-1980	-2,83 (-4)	0,93 (15)	$-2,26 \cdot 10^{-6}$ (-2,12)	0,74	0,97	1,92
1968-1981	-2,76 (-5)	0,92 (16)	$-1,94 \cdot 10^{-6}$ (-2,22)	0,74	0,98	1,84
1968-1982	-2,62 (-4)	0,91 (16)	$-1,45 \cdot 10^{-6}$ (-1,97)	0,73	0,97	1,68
1968-1983	-2,50 (-4)	0,89 (16)	$-1,09 \cdot 10^{-6}$ (-1,76)	0,72	0,97	1,53
1968-1984	-2,43 (-5)	0,89 (17)	$-9,06 \cdot 10^{-6}$ (-1,74)	0,72	0,97	1,47
1968-1985	-2,38 (-5)	0,88 (18)	$-7,95 \cdot 10^{-6}$ (-1,80)	0,72	0,97	1,44
1968-1986	-2,39 (-5)	0,88 (19)	$-8,04 \cdot 10^{-6}$ (-2,13)	0,72	0,98	1,45
1968-1987	-2,40 (-5)	0,88 (20)	$-8,29 \cdot 10^{-6}$ (-3)	0,73	0,98	1,45
1968-1988	-2,42 (-5)	0,89 (21)	$-8,63 \cdot 10^{-6}$ (-3)	0,73	0,98	1,45
1968-1989	-2,43 (-6)	0,89 (22)	$-8,94 \cdot 10^{-6}$ (-4)	0,74	0,98	1,45
1968-1990	-2,44 (-6)	0,89 (23)	$-8,99 \cdot 10^{-6}$ (-4)	0,74	0,98	1,45
1968-1991	-2,42 (-6)	0,89 (24)	$-8,81 \cdot 10^{-6}$ (-4)	0,74	0,98	1,45
1968-1992	-2,40 (-6)	0,88 (24)	$-8,55 \cdot 10^{-6}$ (-5)	0,74	0,98	1,44
1968-1993	-2,38 (-6)	0,88 (25)	$-8,34 \cdot 10^{-6}$ (-5)	0,74	0,98	1,43
1968-1994	-2,35 (-6)	0,88 (26)	$-8,03 \cdot 10^{-6}$ (-6)	0,74	0,98	1,41
1968-1995	-2,34 (-6)	0,88 (27)	$-7,84 \cdot 10^{-6}$ (-6)	0,74	0,98	1,40
1968-1996	-2,32 (-7)	0,87 (28)	$-7,66 \cdot 10^{-6}$ (-6)	0,74	0,98	1,39
1968-1997	-2,31 (-7)	0,87 (29)	$-7,58 \cdot 10^{-6}$ (-7)	0,74	0,98	1,39
1968-1998	-2,31 (-7)	0,87 (29)	$-7,59 \cdot 10^{-6}$ (-7)	0,74	0,98	1,39
1968-1999	-2,31 (-7)	0,87 (30)	$-7,64 \cdot 10^{-6}$ (-8)	0,74	0,98	1,39
1968-2000	-2,32 (-7)	0,88 (31)	$-7,69 \cdot 10^{-6}$ (-9)	0,74	0,98	1,39
1968-2001	-2,32 (-7)	0,88 (32)	$-7,68 \cdot 10^{-6}$ (-9)	0,74	0,98	1,39
1968-2002	-2,31 (-8)	0,87 (33)	$-7,64 \cdot 10^{-6}$ (-10)	0,74	0,98	1,39
1968-2003	-2,32 (-8)	0,87 (33)	$-7,68 \cdot 10^{-6}$ (-11)	0,74	0,98	1,39
1968-2004	-2,32 (-8)	0,87 (34)	$-7,68 \cdot 10^{-6}$ (-11)	0,74	0,98	1,39
1968-2005	-2,32 (-8)	0,88 (35)	$-7,70 \cdot 10^{-6}$ (-12)	0,74	0,98	1,39
1968-2006	-2,32 (-8)	0,88 (36)	$-7,69 \cdot 10^{-6}$ (-13)	0,75	0,98	1,39
1968-2007	-2,33 (-8)	0,88 (36)	$-7,78 \cdot 10^{-6}$ (-13)	0,75	0,98	1,39
1968-2008	-2,34 (-9)	0,88 (37)	$-7,82 \cdot 10^{-6}$ (-14)	0,75	0,98	1,39

* $r_2^* = r(\ln \bar{\Phi}_{t(1990)}, G_{1968, t-1})$ – коэффициент корреляции между объясняющими переменными $\ln \bar{\Phi}_{t(1990)}$ и $G_{1968, t-1}$.

конечный год обучающей выборки; i – число обучающих выборок, $(t_{06} + i - 1)$ – конечные годы обучающих выборок; τ – число прогнозных лет.

В нашем исследовании в качестве начального года всех обучающих выборок

выбирается 1968 г., а в качестве минимального конечного года – 1985 г.

$t_{06} = 1985$, поскольку в 1979–1984 гг. статистическая значимость накопленной добычи газа была не слишком высокой. Максимальное число

обучающих выборок равно 23, так как их конечные годы находятся во временном интервале 1985–2007 гг. Максимальное число прогнозных лет также равно 23, ибо прогнозы делаются на период с 1986 г. по 2008 г.

Ретроспективная оценка абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза на 1 год и далее до τ лет вперед $\bar{\varepsilon}(\tau, n)_{\text{отн}}$ рассчитывается по формуле [20, с. 23]:

$$\bar{\varepsilon}(\tau, n)_{\text{отн}} = \frac{1}{n(\tau)} \sum_{i=1}^{n(\tau)} \left| \frac{\hat{r}_{t_{06}+i-1+\tau}}{\hat{r}_{t_{06}+i-1+\tau}} - 1 \right|,$$

где $i = 1, \dots, n(\tau)$; $n(\tau)$ – число прогнозов на τ лет вперед, $n(\tau) = 23 - \tau + 1$.

Результаты ретроспективных расчетов по обучающим выборкам с 1968 г. по 1994–2007 гг. приведены в табл. 6–9¹. Они показывают, что наименьшие ретроспективные оценки абсолютных величин средних относительных ошибок прогноза (не превышающие 5%) на 1 год и далее до 14 лет вперед имеет степенно-показательная производственная функция (1) (см. табл. 7 и 9, рис. 2).

Таким образом, функция (1) наилучшим образом описывает процесс добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири, к тому же она наиболее пригодна для прогнозирования его объемов (как из уже находящихся в эксплуатации, так и, возможно, из планируемых к разработке в ближайшем будущем месторождений) на 1 год и далее до 14 лет вперед.

Вместе с тем нельзя исключить возможности того, что при вводе в промышленную эксплуатацию новых месторождений коэффициенты производственных функций (1) и (2) могут измениться. Это может быть связано с планируемым выходом добычи на качественно новый уровень в ходе реализации Восточной программы, а также с индивидуальными особенностями вводимых в эксплуатацию новых месторождений, вследствие чего для повышения точности прогнозов может потребоваться либо включение в производственные функции (1) и (2) дополнительных аргументов (например, начальных дебитов скважин, начальных пластовых давлений, средних

¹ Средние ex post прогнозные ошибки по обучающим выборкам за период с 1968 г. по 1979–1993 гг. по функциям (1) и (2) получились достаточно большими. Вместе с тем их значения на один год и далее до пяти лет вперед не превышают 5,5%.

глубин залегания пластов, начальных запасов газа, географических координат месторождения), либо построение новых производственных функций для группы новых месторождений или для каждого из них в отдельности [22, с. 1026].

Между тем анализ коэффициентов восточносибирских производственных функций (1) – (2), а также опыт исследования производственных функций всей газодобывающей промышленности Тюменской обл. и находящихся на ее территории дочерних обществ ОАО «Газпром» не подтверждают обязательное значительное изменение коэффициентов производственных функций при реализации Восточной газовой программы. Так, ввод в эксплуатацию в 2003 г. Пеляткинского газоконденсатного месторождения на территории Красноярского края никак не повлиял на эконометрические оценки коэффициентов производственных функций (1) и (2) в последующие годы (см. табл. 4 и 5). Более того, ввод в действие новых месторождений – как крупных (в частности, Заполярного и Южно-Русского), так и средних и мелких, во-первых, не оказал существенного влияния на коэффициенты производственных функций всей газодобывающей промышленности Тюменской обл. с 1987 по 1993–2008 гг. и газодобывающих предприятий Газпрома с 1984 по 1997–2008 гг., а во-вторых, не снизил точность эконометрических прогнозов (табл. 10–13).

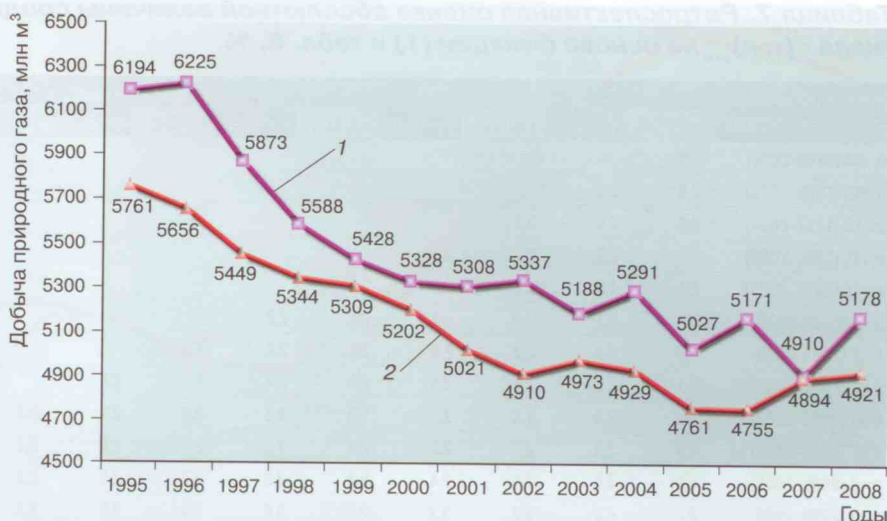


Рис. 2. Фактическая (1) и ex-post прогнозная (2) на 14 лет вперед (1995–2008 гг.) добыча природного газа из месторождений Восточной Сибири, рассчитанная на основе функции (1), исследованной в 1968–1994 гг. (см. табл. 4 и 6)

В самом деле, среди всех исследованных автором производственных функций добычи природного газа в российских регионах [18–20, 23] наименьшую ошибку ex-post прогноза имеют трансцендентные производственные функции газодобывающей промышленности Тюменской обл., занимающей первое место в России по разведанным и балансовым запасам свободного газа (на 1 января 2009 г. 32,5 и 41,7 трлн м³ соответственно, см. табл. 1), а также по объемам его добычи (в 2008 г. – 563,8 млрд м³ [23, с. 39]) при самой низкой по сравнению с другими регионами себе-

стоимости добычи газа (в 2008 г. – около 421 руб./тыс. м³). Эти функции

$$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{1963,t-2}}, \quad (3)$$

исследованные во временных промежутках с 1987 г. по 1993–2007 гг. на основе статистических данных из работ [19, с. 10; 20, с. 20; 23, с. 39, 43], имеют устойчивые эконометрические оценки коэффициентов (см. табл. 10) и позволяют прогнозировать добычу природного газа на 10 лет вперед с ошибками, не превышающими 2%, и на 15 лет вперед со средними ошибками, меньшими 4% (рис. 3, [18, с. 44–46]).

Таблица 6. Ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза $\varepsilon(\tau, i)_{\text{отн}}$ на основе функции (1) по обучающим выборкам с 1968 г. по 1994–2007 гг., %

Число лет ex-post прогноза (годы) τ	Обучающие выборки для степенно-показательной функции (1) за период с 1968 г. по 1985 + i – 1 г.													
	i = 10 1994	i = 11 1995	i = 12 1996	i = 13 1997	i = 14 1998	i = 15 1999	i = 16 2000	i = 17 2001	i = 18 2002	i = 19 2003	i = 20 2004	i = 21 2005	i = 22 2006	i = 23 2007
$\tau = 11 - i$ (1995)	7,0													
$\tau = 12 - i$ (1996)	9,1	7,7												
$\tau = 13 - i$ (1997)	7,2	5,6	4,1											
$\tau = 14 - i$ (1998)	4,4	2,6	0,9	0,1										
$\tau = 15 - i$ (1999)	2,2	0,3	1,6	2,4	2,5									
$\tau = 16 - i$ (2000)	2,4	0,4	1,6	2,5	2,5	2,1								
$\tau = 17 - i$ (2001)	5,4	3,4	1,4	0,4	0,4	0,8	1,2							
$\tau = 18 - i$ (2002)	8,0	5,9	3,9	2,9	2,9	3,3	3,7	3,5						
$\tau = 19 - i$ (2003)	4,2	1,9	0,4	1,4	1,5	1,0	0,6	0,8	1,3					
$\tau = 20 - i$ (2004)	6,8	4,5	2,2	1,2	1,1	1,6	2,0	1,8	1,3	1,5				
$\tau = 21 - i$ (2005)	5,3	2,9	0,4	0,7	0,8	0,2	0,2	0,0	0,6	0,4	0,6			
$\tau = 22 - i$ (2006)	8,0	5,6	3,1	1,9	1,9	2,5	2,9	2,7	2,1	2,3	2,1	2,1		
$\tau = 23 - i$ (2007)	0,3	2,4	5,2	6,6	6,6	6,0	5,5	5,7	6,4	6,2	6,4	6,3	6,6	
$\tau = 24 - i$ (2008)	5,0	2,2	0,6	1,9	1,9	1,3	0,8	1,1	1,7	1,5	1,7	1,6	1,9	1,1

Таблица 7. Ретроспективная оценка абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза $\bar{\varepsilon}(\tau, n)$ от n на основе функции (1) и табл. 6, %

Число прогнозов, n (прогнозные годы)	Число лет вперед, τ													
	$\tau = 15-n$	$\tau = 14-n$	$\tau = 13-n$	$\tau = 12-n$	$\tau = 11-n$	$\tau = 10-n$	$\tau = 9-n$	$\tau = 8-n$	$\tau = 7-n$	$\tau = 6-n$	$\tau = 5-n$	$\tau = 4-n$	$\tau = 3-n$	$\tau = 2-n$
$n=14$ (1995-2008)	3,0													
$n=13$ (1996-2008)	2,9	2,6												
$n=12$ (1997-2008)	2,6	2,4	2,2											
$n=11$ (1998-2008)	2,1	2,2	2,1	2,1										
$n=10$ (1999-2008)	2,1	1,8	2,1	2,2	2,3									
$n=9$ (2000-2008)	2,5	2,1	2,0	2,2	2,2	2,2								
$n=8$ (2001-2008)	2,8	2,5	2,3	2,0	2,1	2,2	2,2							
$n=7$ (2002-2008)	3,1	2,5	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4						
$n=6$ (2003-2008)	3,2	2,3	1,9	2,2	2,3	2,2	2,2	2,1	2,2					
$n=5$ (2004-2008)	4,3	3,0	2,3	2,2	2,3	2,5	2,4	2,6	2,4	2,4				
$n=4$ (2005-2008)	4,5	3,6	2,6	2,4	2,4	2,6	2,7	2,5	2,7	2,7	2,6			
$n=3$ (2006-2008)	3,7	4,2	3,9	3,3	2,9	3,0	3,4	3,5	3,3	3,4	3,4	3,3		
$n=2$ (2007-2008)	1,3	1,5	3,6	4,2	3,9	3,4	3,3	3,7	4,0	4,0	4,0	4,1	3,9	
$n=1$ (2008)	5,0	2,2	0,6	1,9	1,9	1,3	0,8	1,1	1,7	1,5	1,7	1,6	1,9	1,1

Спрогнозировать объемы добычи природного газа из всех месторождений Тюменской обл. на 2009 и 2010 гг. в данный момент не представляется возможным из-за отсутствия у автора данных Формы № 11 по независимым производителям газа. В то же время, используя отраслевые статистические данные ОАО «Газпром»², можно сделать прогнозы добычи газа на 2009 и 2010 гг. из месторождений его дочерних обществ в Тюменской обл. на основе степенно-показательных производственных функций

$$G_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963, t-2}} \quad (4)$$

исследованных во временных промежутках с 1984 г. по 1997–2008 гг. Эти функции характеризуются не только достаточно стабильными эконометрическими оценками коэффициентов (см. табл. 11), но и небольшими (не превышающими 3,3 %) средними ошибками ex-post прогноза на 1 год и далее до 11 лет вперед (см. табл. 13). Более того,

из всех функций (4) самые маленькие ошибки ex-post прогноза (до 2,3 %) на 1998–2008 гг. имеет производственная функция

$$G_t = e^{4,01089470256} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{0,597843058826 - 5,5807142565 \cdot 10^{-9} G_{1963, t-2}} \quad (5)$$

исследованная в 1984–1997 гг. (см. табл. 11–12, рис. 4).

На 2009 г. функция (5) дает прогноз добычи газа в объеме 491,5 млрд м³, со стандартной средней квадратической ошибкой в 10,3 млрд м³, ошибка прогноза составляет 15,8 %. Такая значительная по величине ошибка прогноза получилась из-за того, что функция (5) и все остальные исследованные производственные функции (1)–(4) позволяют достаточно точно прогнозировать объемы добычи природного газа при отсутствии резких колебаний спроса на него, в то время как в 2009 г. вследствие мирового финансово-экономического кризиса имело место довольно ощутимое снижение спроса на российский природный газ, в том

числе на газ Газпрома. В связи с этим для повышения точности прогнозов (главным образом в периоды кризисов) в модели

производственных функций, по-видимому, необходимо добавить дополнительные аргументы, отражающие степень загрузки мощностей в газодобывающей промышленности, например долю скважин, дающих продукцию, в эксплуатационном фонде газовых скважин и средний диаметр штуцеров, при помощи которых регулируется давление в скважинах. На данный момент автору не удалось найти необходимые статистические данные за 1984–2009 гг. в среднем годовом разрезе³.

В 2010 г. наметились тенденции роста спроса на газ и увеличения объемов его добычи в России. На 2010 г. функция (5) дает прогноз добычи природного газа из месторождений дочерних обществ ОАО «Газпром»

² Статистические данные о фактической добыче природного газа за 1984–2009 гг. и о среднегодовой стоимости ОППФ в сопоставимых ценах 1990 г. за 1983–2006 гг. приведены в работах [20, с. 20; 24, с. 12, 16] и на рис. 4. За 2008–2009 гг. расчет среднегодовой стоимости ОППФ в сопоставимых ценах 1990 г. осуществлялся по методике [20, с. 20–22] на основе статистических данных о стоимости введенных в действие основных фондов по объектам производственного назначения газодобывающими предприятиями Газпрома (включая ОАО «Севернефтегазпром»), взятых из тех же отраслевых форм отчетности, что и за 1999–2007 гг. [25, с. 168; 26, с. 164; 27, с. 189; 28, с. 219; 29, с. 229–230; 30, с. 251–252; 31, с. 256–257; 32, с. 224–225; 33, с. 287; 34, с. 301]. При расчете среднегодовой стоимости ОППФ за 2008–2009 гг. не учитывалась стоимость введенных в действие основных производственных средств ЗАО «Пургаз» (ввиду отсутствия Формы № 11 у автора), ООО «Пургаздобыча» (которое в 2008 г. вошло в состав ООО «Газпром добыча Ноябрьск») и ООО «Газпром добыча Надым» (ввиду неактивности большей части введенных предприятием в 2007–2009 гг. новых основных фондов на еще не пущенном в промышленную эксплуатацию Бованенковском месторождении). По данным Росстата, индексы фактических цен в капитальном строительстве ОКВЭД 11 Ямало-Ненецкого автономного округа (декабрь отчетного к декабрю предыдущего года) в 2008–2009 гг. равнялись соответственно 1,099 и 0,9825. Методические особенности обработки статистических данных при расчете среднегодовой стоимости ОППФ за 2007 г. приведены в работах [20, с. 38; 24, с. 16, 33, с. 287].

³ В Форме статистической отчетности 2-ТЭК(газ) многие показатели, отражающие загрузку производственных мощностей, приводятся на конец отчетного года или за последний месяц отчетного года.

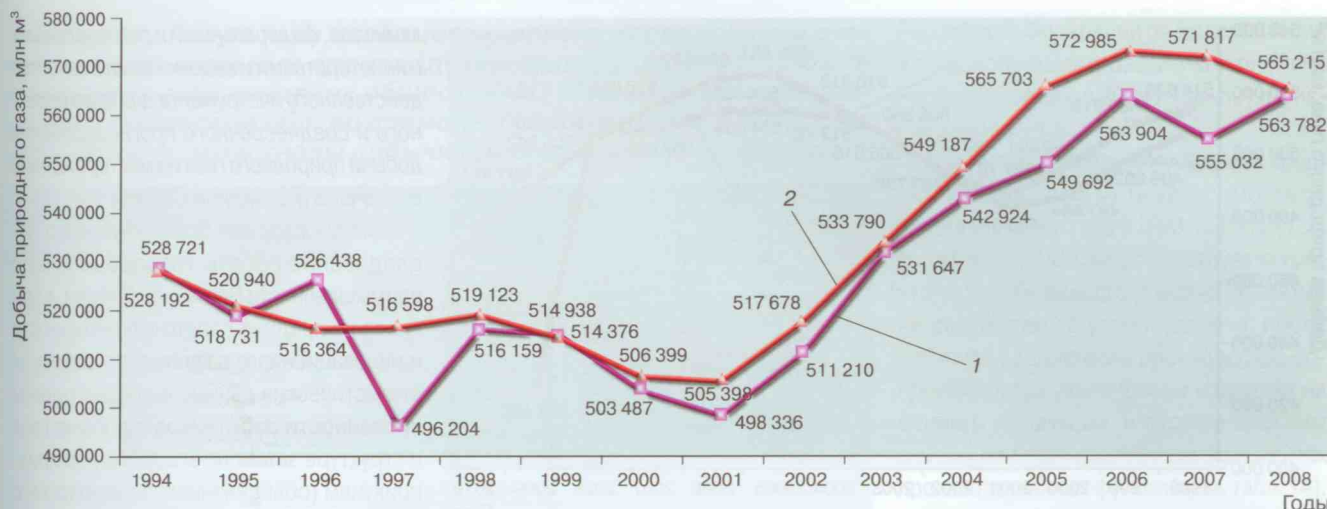


Рис. 3. Фактическая (1) и ex-post прогнозная (2) на 15 лет вперед (1994–2008 гг.) добыча природного газа из всех месторождений Тюменской обл., рассчитанная на основе функции (3), исследованной в 1987–1993 гг. [18]

Таблица 8. Ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза $\varepsilon(\tau, i)_{отн}$ на основе функции (2) по обучающим выборкам с 1968 г. по 1994–2007 гг., %

Число лет ex post прогноза (годы), τ	Обучающие выборки для трансцендентной функции (2) за период с 1968 г. по 1985 + i - 1 г.													
	i = 10 1994	i = 11 1995	i = 12 1996	i = 13 1997	i = 14 1998	i = 15 1999	i = 16 2000	i = 17 2001	i = 18 2002	i = 19 2003	i = 20 2004	i = 21 2005	i = 22 2006	i = 23 2007
$\tau = 11 - i$ (1995)	6,6													
$\tau = 12 - i$ (1996)	8,6	7,2												
$\tau = 13 - i$ (1997)	6,6	5,1	3,7											
$\tau = 14 - i$ (1998)	3,6	1,9	0,3	0,4										
$\tau = 15 - i$ (1999)	1,0	0,8	2,5	3,3	3,2									
$\tau = 16 - i$ (2000)	1,0	0,9	2,7	3,5	3,5	2,9								
$\tau = 17 - i$ (2001)	4,0	2,1	0,2	0,6	0,5	0,0	0,5							
$\tau = 18 - i$ (2002)	6,4	4,5	2,6	1,7	1,8	2,4	2,8	2,8						
$\tau = 19 - i$ (2003)	1,8	0,3	2,4	3,3	3,2	2,6	2,1	2,2	2,6					
$\tau = 20 - i$ (2004)	4,2	2,0	0,1	1,1	1,0	0,3	0,2	0,1	0,3	0,0				
$\tau = 21 - i$ (2005)	2,5	0,2	2,1	3,1	3,0	2,3	1,8	1,8	2,3	1,9	1,9			
$\tau = 22 - i$ (2006)	4,8	2,5	0,2	0,9	0,8	0,1	0,5	0,4	0,1	0,3	0,3	0,5		
$\tau = 23 - i$ (2007)	4,3	6,9	9,5	10,7	10,6	9,8	9,2	9,3	9,8	9,4	9,4	9,1	9,2	
$\tau = 24 - i$ (2008)	0,2	2,8	5,4	6,6	6,5	5,7	5,0	5,1	5,6	5,2	5,2	4,9	5,0	4,0

Таблица 9. Ретроспективная оценка абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза $\bar{\varepsilon}(\tau, n)_{отн}$ на основе функции (2) и табл. 8, %

Число прогнозов, n (прогнозные годы)	Число лет вперед, τ													
	$\tau = 15 - n$	$\tau = 14 - n$	$\tau = 13 - n$	$\tau = 12 - n$	$\tau = 11 - n$	$\tau = 10 - n$	$\tau = 9 - n$	$\tau = 8 - n$	$\tau = 7 - n$	$\tau = 6 - n$	$\tau = 5 - n$	$\tau = 4 - n$	$\tau = 3 - n$	$\tau = 2 - n$
n = 14 (1995–2008)	3,3													
n = 13 (1996–2008)	3,3	3,0												
n = 12 (1997–2008)	3,1	2,8	2,6											
n = 11 (1998–2008)	2,6	2,7	2,6	2,5										
n = 10 (1999–2008)	2,5	2,5	2,8	2,8	2,8									
n = 9 (2000–2008)	3,1	2,6	2,7	2,8	2,8	2,7								
n = 8 (2001–2008)	3,7	3,3	2,8	2,7	2,8	2,7	2,7							
n = 7 (2002–2008)	3,7	3,6	3,5	3,2	3,0	3,1	3,1	3,0						
n = 6 (2003–2008)	3,9	3,2	3,5	3,7	3,5	3,2	3,2	3,1	3,0					
n = 5 (2004–2008)	4,3	4,3	3,8	3,7	3,7	3,5	3,3	3,4	3,3	3,1				
n = 4 (2005–2008)	5,3	4,4	4,8	4,7	4,4	4,4	4,3	4,1	4,2	4,1	3,9			
n = 3 (2006–2008)	5,7	6,2	5,8	5,7	5,2	4,8	5,1	5,1	4,9	4,9	4,8	4,6		
n = 2 (2007–2008)	3,6	6,2	8,1	8,6	8,1	7,4	7,1	7,5	7,5	7,3	7,2	7,1	6,6	
n = 1 (2008)	0,2	2,8	5,4	6,6	6,5	5,7	5,0	5,1	5,6	5,2	5,2	4,9	5,0	4,0

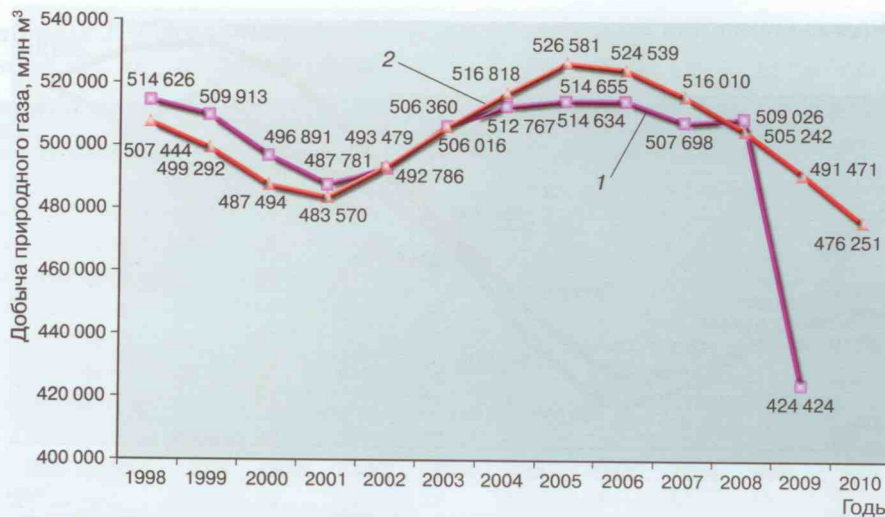


Рис. 4. Фактическая (1) за 1998–2009 гг. и ex-post прогнозная (2) на 1998–2010 гг. добыча природного газа из месторождений дочерних обществ ОАО «Газпром» в Тюменской обл., рассчитанная на основе степенно-показательной функции (5), исследованной в 1984–1997 гг.

Таблица 10. Результаты эконометрического исследования трансцендентных производственных функций (3) всей газодобывающей промышленности Тюменской обл. во временных промежутках с 1987 г. по 1993–2008 гг. [18]

Временной промежуток	Коэффициенты (t-статистики)			$r(\ln \bar{\Phi}_{t-1}, G_{1993, t-2})$	R^2	DW
	α_0	α_1	α_2			
1987-1993	5,61 (10)	0,49 (12)	-7,19·10 ⁻⁸ (-6)	0,96	0,99	1,63
1987-1994	5,63 (13)	0,49 (17)	-7,13·10 ⁻⁸ (-9)	0,95	0,99	1,93
1987-1995	5,55 (16)	0,50 (21)	-7,33·10 ⁻⁸ (-13)	0,94	0,99	1,97
1987-1996	5,83 (15)	0,48 (19)	-6,71·10 ⁻⁸ (-12)	0,94	0,99	1,92
1987-1997	5,35 (8)	0,51 (12)	-7,76·10 ⁻⁸ (-9)	0,94	0,96	2,28
1987-1998	5,39 (9)	0,51 (13)	-7,67·10 ⁻⁸ (-10)	0,95	0,96	2,85
1987-1999	5,48 (10)	0,50 (14)	-7,48·10 ⁻⁸ (-11)	0,95	0,96	2,73
1987-2000	5,50 (11)	0,50 (15)	-7,44·10 ⁻⁸ (-13)	0,95	0,96	2,74
1987-2001	5,47 (11)	0,50 (16)	-7,51·10 ⁻⁸ (-14)	0,96	0,96	2,74
1987-2002	5,46 (12)	0,50 (17)	-7,52·10 ⁻⁸ (-15)	0,96	0,96	2,74
1987-2003	5,45 (12)	0,50 (17)	-7,51·10 ⁻⁸ (-15)	0,97	0,96	2,72
1987-2004	5,46 (13)	0,50 (18)	-7,50·10 ⁻⁸ (-16)	0,98	0,96	2,74
1987-2005	5,58 (13)	0,50 (18)	-7,43·10 ⁻⁸ (-16)	0,98	0,96	2,57
1987-2006	5,58 (14)	0,50 (19)	-7,43·10 ⁻⁸ (-16)	0,98	0,96	2,64
1987-2007	5,63 (14)	0,49 (19)	-7,41·10 ⁻⁸ (-16)	0,98	0,96	2,57
1987-2008	5,61 (14)	0,49 (18)	-7,39·10 ⁻⁸ (-16)	0,99	0,96	2,60

Тюменской обл. в объеме 476,3 млрд м³ (см. рис. 4, табл. 11) со стандартной средней квадратической ошибкой в 10 млрд м³, что согласуется с планами компании по добыче естественного газа всеми ее предприятиями в объеме 519,3 млрд м³ [35, с. 4]. Примерно такие же или чуть большие прогнозные объемы добычи природного газа дают

остальные функции (4), исследованные с 1984 г. по 1998–2008 гг. (см. табл. 11).

Таким образом, модели производственных функций (1), (3) – (5) наряду с другими моделями, методиками и методами могут быть использованы профильными департаментами ОАО «Газпром», его дочерними обществами, независимыми производите-

лями газа, федеральными и региональными министерствами и ведомствами в качестве действенного инструмента для краткосрочного и среднесрочного прогнозирования добычи природного газа из месторождений Восточной и Западной Сибири.

Для проведения более глубокого исследования работы газодобывающей промышленности Восточной Сибири, в том числе на предмет парето-эффективности и инновационного развития, потребуются статистические данные о среднегодовой численности работников в добыче газа и структуре затрат на его добычу по предприятиям (объединениям) Красноярского края и Республики Саха (Якутия). Это будет зависеть от согласия руководства Норильскгазпрома, Таймыргазга, Якутгазпрома, ЗАО «Алроса-газ» и Сахатранснефтегаза предоставить автору необходимую статистическую информацию.

ГАЗПРОМ: ИЗ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ВОСТОК РОССИИ С ПАРЕТО-ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ И ИННОВАЦИЯМИ

Между тем опыт работы крупнейшей газовой компании мира – ОАО «Газпром» – на территории соседней с Восточной Сибирью Тюменской обл. в 1993–2008 гг. показывает, что ее дочерние общества добывают природный газ с минимальными издержками (при заданных технологии и ценах на факторы производства) и находятся в парето-эффективном состоянии ([24], см. табл. 14). Признанием этого факта, по мнению автора, служит то, что в январе 2010 г. американский журнал Harvard Business Review удостоил председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера третьего места среди руководителей международных компаний по эффективности управления [36]. Более того, результатом политики минимизации издержек явилось то, что в условиях всеобщего финансово-экономического кризиса российский Газпром в 2009 г. (согласно [37]) вышел на первое место в мире по величине чистой прибыли. Другой важный результат исследования [24] – инновационное развитие газодобывающего сектора Газпрома в рыночных условиях хозяйствования, что было раскрыто в докладе его руководителя на заседании Комиссии при Президенте

Таблица 11. Результаты эконометрического исследования степенно-показательных производственных функций (4) добычи природного газа дочерних обществ ОАО «Газпром» из месторождений Тюменской обл. во временных промежутках с 1984 г. по 1997–2008 гг. и прогнозы добычи природного газа на 2010 г.

Годы	Коэффициенты (t-статистики)			r*	R ²	DW	Прогноз на 2010 г., млрд м ³
	α_0	α_1	α_2				
1984-1997	4,01 (10)	0,60 (22)	-5,58·10 ⁻⁹ (-12)	0,93	0,99	1,52	476,3
1984-1998	4,08 (11)	0,59 (24)	-5,46·10 ⁻⁹ (-14)	0,93	0,99	1,75	482,7
1984-1999	4,15 (12)	0,59 (26)	-5,35·10 ⁻⁹ (-15)	0,93	0,99	1,70	488,7
1984-2000	4,18 (13)	0,59 (28)	-5,31·10 ⁻⁹ (-17)	0,93	0,99	1,69	491,0
1984-2001	4,15 (14)	0,59 (30)	-5,35·10 ⁻⁹ (-20)	0,93	0,99	1,71	489,1
1984-2002	4,10 (14)	0,59 (31)	-5,42·10 ⁻⁹ (-21)	0,93	0,99	1,66	485,5
1984-2003	4,08 (15)	0,59 (32)	-5,45·10 ⁻⁹ (-23)	0,94	0,99	1,63	483,5
1984-2004	4,06 (15)	0,59 (33)	-5,51·10 ⁻⁹ (-24)	0,94	0,99	1,58	480,7
1984-2005	4,02 (14)	0,60 (32)	-5,58·10 ⁻⁹ (-24)	0,95	0,99	1,44	476,8
1984-2006	4,00 (14)	0,60 (32)	-5,62·10 ⁻⁹ (-25)	0,95	0,99	1,37	474,3
1984-2007	3,98 (15)	0,60 (33)	-5,66·10 ⁻⁹ (-26)	0,96	0,99	1,34	472,8
1984-2008	4,01 (15)	0,60 (34)	-5,62·10 ⁻⁹ (-27)	0,96	0,99	1,39	474,2

* $r = r(\ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)}, G_{1963, t-2} \ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)})$ – коэффициент корреляции между объясняющими переменными $\ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)}$ и $G_{1963, t-2} \ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)}$.

Таблица 12. Ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза $\varepsilon(\tau, i)_{отн}$ на основе функции (4) по обучающим выборкам с 1984 г. по 1997–2007 гг., %

Число лет ex post прогноза (годы), τ	Обучающие выборки для степенно-показательной функции (4) за период с 1984 г. по 1997 + i – 1 г.										
	i = 1 1997	i = 2 1998	i = 3 1999	i = 4 2000	i = 5 2001	i = 6 2002	i = 7 2003	i = 8 2004	i = 9 2005	i = 10 2006	i = 11 2007
$\tau = 2 - i(1998)$	1,4										
$\tau = 3 - i(1999)$	2,1	1,5									
$\tau = 4 - i(2000)$	1,9	1,3	0,7								
$\tau = 5 - i(2001)$	0,9	0,2	0,5	0,7							
$\tau = 6 - i(2002)$	0,1	0,9	1,6	1,9	1,6						
$\tau = 7 - i(2003)$	0,1	0,7	1,5	1,8	1,5	1,1					
$\tau = 8 - i(2004)$	0,8	1,7	2,5	2,8	2,5	2,0	1,8				
$\tau = 9 - i(2005)$	2,3	3,3	4,1	4,5	4,2	3,7	3,4	3,0			
$\tau = 10 - i(2006)$	1,9	2,9	3,9	4,2	3,9	3,4	3,1	2,7	2,0		
$\tau = 11 - i(2007)$	1,6	2,7	3,8	4,1	3,8	3,2	2,9	2,4	1,7	1,3	
$\tau = 12 - i(2008)$	0,7	0,4	1,5	1,9	1,6	0,9	0,6	0,1	0,6	1,1	1,3

Таблица 13. Ретроспективная оценка абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза $\bar{\varepsilon}(\tau, n)_{отн}$ на основе функции (4) и табл. 12, %

Число прогнозов n (прогнозные годы)	Число лет вперед, τ										
	$\tau = 12-n$	$\tau = 11-n$	$\tau = 10-n$	$\tau = 9-n$	$\tau = 8-n$	$\tau = 7-n$	$\tau = 6-n$	$\tau = 5-n$	$\tau = 4-n$	$\tau = 3-n$	$\tau = 2-n$
n = 11 (1998-2008)	1,5										
n = 10 (1999-2008)	1,8	1,5									
n = 9 (2000-2008)	2,0	1,8	1,5								
n = 8 (2001-2008)	2,1	2,0	1,8	1,6							
n = 7 (2002-2008)	2,2	2,2	2,2	2,0	1,7						
n = 6 (2003-2008)	2,5	2,6	2,5	2,3	2,1	1,8					
n = 5 (2004-2008)	2,7	3,0	2,9	2,7	2,5	2,2	1,9				
n = 4 (2005-2008)	2,7	3,2	3,3	3,0	2,6	2,5	2,2	1,9			
n = 3 (2006-2008)	2,1	2,9	3,2	3,0	2,6	2,1	2,0	1,8	1,6		
n = 2 (2007-2008)	1,0	2,1	2,8	2,8	2,4	1,9	1,5	1,5	1,4	1,3	
n = 1 (2008)	0,7	0,4	1,5	1,9	1,6	0,9	0,6	0,1	0,6	1,1	1,3

Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 25 декабря 2009 г. [38–39] и в исследовании [40].

Равенство предельных издержек средним издержкам и их независимость от объемов добычи газа в 1993–2008 гг. ([24, с. 14], табл. 14) свидетельствует о том, что газодобывающий сектор Газпрома не достиг такого уровня добычи, после которого расширение производства сопровождается увеличением издержек на единицу продукции, и судя по высоким значениям t-статистик при коэффициентах производственных функций (см. табл. 14), этот уровень будет достигнут еще не скоро. Следовательно, при соответствующем увеличении спроса ничто не препятствует Газпрому, являющемуся координатором Восточной газовой программы, эффективно наращивать объемы добычи газа не только в Тюменской обл., но и на Востоке России.

Итак, на основании результатов проведенного исследования можно сделать следующий вывод. Устойчивость институционального механизма газодобывающей промышленности Восточной Сибири на протяжении последних 15 лет и богатейший, более чем 40-летний, опыт ее работников в области разработки месторождений Заполярья и Якутии, а также опыт Группы «Газпром» в Западной Сибири создают все необходимые предпосылки для стабильного, инновационного и эффективного освоения и эксплуатации газовых ресурсов Востока России, а значит – для успешной реализации Восточной газовой программы.

Таблица 14. Результаты эконометрического исследования производственных функций газодобывающего сектора Газпрома Тюменской обл. за период 1993–2008 гг. на основе статистических данных [24, с. 12, 16] (число наблюдений – 16)

Производственная функция	Коэффициенты (t-статистики)				R ²	F-тест на автокорреляцию остатков 1-го порядка	Тест Шапиро – Вилка W на нормальное распределение остатков
	α ₀	α ₁	1 – α ₁	α ₂			
С временным трендом $\frac{G_t}{L_t} = e^{\alpha_0} \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1} e^{\alpha_2 t}$	166 (50)	0,91 (35)	0,09	-0,84 (-50)	0,996	F-ст. = 4,10 [p = 0,07]	W = 0,93 [p = 0,27]
С накопленной добычей до года t - 1 $\frac{G_t}{L_t} = e^{\alpha_0} \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{1993,t-1}}$	-1,33 (-7)	0,91 (31)	0,09	-1,66·10 ⁻⁷ (-46)	0,995	F-ст. = 5,61 [p = 0,04]	W = 0,92 [p = 0,18]
С накопленной добычей до года t - 2 $\frac{G_t}{L_t} = e^{\alpha_0} \left(\frac{\bar{\Phi}_{t-1}}{L_t} \right)^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{1993,t-2}}$	-1,39 (-7)	0,90 (31)	0,10	-1,65·10 ⁻⁷ (-45)	0,994	F-ст. = 5,13 [p = 0,04]	W = 0,92 [p = 0,18]
Средняя за 1993–2008 гг. доля заработной платы с начислениями в затратах на добычу газа по крупным газодобывающим предприятиям Газпрома Тюменской обл.*	0,10						

* Рассчитано на основе статистических данных Газпрома [24, с. 13; 26, с. 93; 27, с. 100; 28, с. 118; 29, с. 123; 30, с. 271; 31, с. 277; 32, с. 245; 33, с. 308; 34, с. 315].

Список литературы

- Лихачев Д.С. Прошлое – будущему: Статьи и очерки. – Л.: Наука, 1985. – 576 с.
- Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона: Паспорт Программы // Ежегодник промышленного роста. – 19–25 ноября 2007 г. – № 39 (82). – С. 14–15.
- Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2008 году». – М.: Центр «Минерал» ФГУНПП «Аэрогеология», 2009. – 400 с. (<http://www.mnr.gov.ru/part/?act=more&id=5068&pid=1172>)
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Дальневосточный федеральный округ. – Часть 1. Республика Саха (Якутия). – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 86 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Сибирский федеральный округ. – Часть 5. Иркутская область. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 50 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Л.Б. Кожемякина. – Вып. 82. Газы горючие. – Уральский федеральный округ. – Часть 2. Ямало-Ненецкий автономный округ. – Кн. 1. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 88 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Сибирский федеральный округ. – Часть 1. Красноярский край. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 90 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Р.Н. Шлак. – Вып. 82. Газы горючие. – Уральский федеральный округ. – Часть 4. Тюменская (юг) область. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 38 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Сибирский федеральный округ. – Часть 3. Томская область. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 168 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Сибирский федеральный округ. – Часть 4. Новосибирская область. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 14 с.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 г. / Сост. Н.Ю. Алипова. – Вып. 82. Газы горючие. – Сибирский федеральный округ. – Часть 2. Омская область. – М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 10 с.
- Макаров В.Л., Афанасьев А.А., Лосев А.А. Вычисляемая имитационная модель денежного обращения российской экономики // Экономика и математические методы. – 2011. – Т. 47. – № 1. – С. 3–27.
- Макаров В.Л. Искусственные общества и будущее общественных наук. – СПб.: Изд-во СПбГУП, 2009. – 40 с. (Избранные лекции Университета. Вып. 99.)
- Айвазян С.А., Бродский Б.Е. Макроэкономическое моделирование: подходы, проблемы, пример эконометрической модели российской экономики: Препринт № WP/2005/192. – М.: ЦЭМИ РАН, 2005. – 56 с.
- Айвазян С.А., Афанасьев М.Ю. Оценка экономической эффективности перехода к достижимому потенциалу // Прикладная эконометрика. – 2009. – № 3 (15). – С. 43–55.
- Варшавский Л.Е. Об использовании производственных функций при прогнозировании показателей разработки газовых месторождений // В сб.: Экономика газовой промышленности. – Вып. 5. – М.: ВНИИЭГазпром, 1976. – С. 21–28.
- Шамис Л.В. Современные подходы к расчетам и оценкам эффективности производственной деятельности в газовой сфере. – М.: ООО «Изд-во нефть и газ», 2009. – 392 с.
- Афанасьев А.А. Производственные функции газодобывающей промышленности Республики Саха (Якутия) в 1968–2008 гг. // Экономика и математические методы. – 2010. – Т. 46. – № 2. – С. 35–48.
- Афанасьев А.А. Эконометрическое исследование производственных функций газодобывающей промышленности Красноярского края // Экономика и математические методы. – 2009. – Т. 45. – № 3. – С. 3–11.
- Афанасьев А.А. Экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа в Тюменской области // Газовая промышленность. – 2008. – № 6. – С. 19–25.
- Айвазян С.А. Основы эконометрики. – Т. 2. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 432 с.
- Варшавский Л.Е., Варшавский Л.Е. Моделирование экономического развития нефте- и газодобывающей промышленности // Экономика и математические методы. – 1977. – Т. XIII. – Вып. 5. – С. 1022–1032.
- Афанасьев А.А. Производственные функции газодобывающей промышленности Тюменской области и дочерних обществ ОАО «Газпром» в 1993–2007 гг. // Экономика и математические методы. – 2009. – Т. 45. – № 2. – С. 37–53.
- Афанасьев А.А. Парето-эффективность, минимизация издержек и инновации – важнейшие составляющие политики ОАО «Газпром» в сфере добычи природного газа // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 10–17.
- Газовая промышленность 1999: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 224 с.
- Газовая промышленность 2000: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – 216 с.
- Газовая промышленность 2001: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – 222 с.
- Газовая промышленность 2002: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 255 с.
- Газовая промышленность 2003: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 247 с.
- Газовая промышленность 2004: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 275 с.
- Газовая промышленность 2005: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 281 с.
- Газовая промышленность 2006: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 249 с.
- Газовая промышленность 2007: экономико-статистический обзор. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 315 с.
- Газовая промышленность 2008: экономико-статистический обзор. – М.: ООО «Газпром экспл», 2009. – 321 с.
- Пресс-конференция на тему «Развитие минерально-сырьевой базы. Добыча газа. Развитие ГТС». Стенограмма. – 9 июня 2010 г. – М.: ОАО «Газпром». – 12 с. (<http://www.gazprom.ru/t/posts/94/846134/transcript-press-conference-2010.pdf>)
- Hansen M.T., Ibarra H., Peyer U. The Best-Performing CEOs in the World // Harvard Business Review. – 2010. – Vol. 88. – № 1. – P. 104–113.
- The List: Fortune's 2010 ranking of the world's largest corporations // Fortune. – 2010. – Vol. 162. – № 2. – July 26. (<http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2010/performers/companies/profits/>)
- Миллер А.Б. Доклад на Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России (презентация доклада). – 25 декабря 2009 г. (<http://www.gazprom.ru/t/posts/02/751071/prezentacia-miller.pdf>)
- Миллер А.Б. Модернизация и технологическое развитие экономики России // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 4–6.
- Миллер А.Б. Инновационные аспекты стратегии развития глобальной энергетической компании // Проблемы современной экономики. – 2010. – 1 (33). – С. 18–21.