

Центральный экономико-математический институт РАН
Московская школа экономики МГУ им. М.В. Ломоносова
Российско-Армянский (Славянский) государственный университет
Ереванский государственный университет
Журнал «Прикладная эконометрия»



VIII-ая Международная школа-семинар
«МНОГОМЕРНЫЙ СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ
И ЭКОНОМЕТРИКА»

Цахкадзор, Республика Армения

ТРУДЫ

Москва

2012

МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ ЭКОНОМЕТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФУНКЦИЙ ДОБЫЧИ ГАЗА В РОССИИ

Афанасьев А.А., Пономарева О.С. (Москва)

Экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа является важной народнохозяйственной задачей. На протяжении почти полувека в ЦЭМИ РАН разрабатываются экономико-математические модели экономики нашей страны, в том числе газовой промышленности 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 [1–2], а также эконометрические модели народного хозяйства, в том числе модели производственного потенциала, разрабатываемые под руководством профессора С.А. Айвазяна [3–4].

1. Эконометрические модели производственных функций и преимущества их использования для моделирования и прогнозирования добычи природного газа. В качестве инструментария экономико-математического моделирования и прогнозирования добычи российского природного газа мы выбрали эконометрические модели производст-

венных функций, которые имеют ряд существенных преимуществ перед другими типами моделей (геологическими и инженерными, логистическими кривыми).

Во-первых, небольшого числа факторов (как правило, двух или трех) достаточно для адекватного описания и прогнозирования добычи природного газа.

Во-вторых, при помощи одного уравнения можно адекватно смоделировать и достаточно точно спрогнозировать добычу газа не только из отдельного месторождения, но и из совокупности всех месторождений компании, региона или страны.

В-третьих, устойчивость или неустойчивость во времени эконометрических оценок моделей производственных функций позволяют сделать важные экономические выводы: например, о наличии или отсутствии структурных сдвигов, о стабильности или нестабильности хозяйственного и институционального механизмов, об устойчивости или неустойчивости целей стратегического развития исследуемого объекта.

В-четвертых, опыт эконометрического анализа показывает, что можно выявить такие производственные функции, у которых на протяжении значительного числа лет не только *ex-post* прогнозные ошибки являются достаточно малыми, но и динамика *ex-post* прогнозной добычи соответствует динамике фактической.

Для эконометрического исследования производственных функций российского природного газа

$$G_t = F(\bar{\Phi}_{t(1990)}, G_{T,t-1})$$

мы отобрали, как и Л.Е. Варшавский [5, 6], следующие факторы производства, определяющие добычу природного газа G_t :

1) среднегодовую стоимость основных промышленно-производственных фондов основного вида деятельности (в сопоставимых ценах 1990 г.) $\bar{\Phi}_{t(1990)}$, служащих главной материальной базой газодобывающей промышленности;

2) накопленную добычу природного газа с года начала промышленной добычи T по год $t-1$ $G_{T,t-1}$, характеризующую меру истощения запасов.

Эконометрические модели производственных функций газовой и нефтяной промышленности, разработанные и использованные в трудах Л.Е. Варшавского [5, 6], З.А. Насинника [7], А.В. Клименко [8], с небольшими модификациями были применены автором к исследованию (моделированию и прогнозированию) новых объектов [9–15]. Этими объектами являются:

1) газодобывающая промышленность Тюменской области (без учета ОАО «Норильскгазпром») в 1963–2008 гг.;

2) газодобывающий сектор Газпрома Тюменской области (без учета нефтегазодобывающих предприятий Газпром нефти, относящихся к нефтяной промышленности) в 1963–2011 гг.,

3) газодобывающая промышленность Республики Саха (Якутия) в 1968–2008 гг.,

4) газодобывающая промышленность Красноярского края (с учетом ямальских месторождений ОАО «Норильскгазпром») в 1969–2006 гг.,

5) газодобывающая промышленность Восточной Сибири в 1968–2008 гг.

Остановимся подробнее на первых трех из них.

2. Республика Якутия (Якутская АССР). В результате эконометрического исследования производственных функций добычи природного газа из месторождений республики во временных промежутках с 1968 по 1969–2008 гг. получилось следующее [12].

Во-первых, наилучшим образом с точки зрения канонических критериев эконометрики и экономического смысла процесс добычи природного газа предприятиями Республики Якутия вплоть до 1990 г. описывают степенные производственные функции без константы и накопленной с 1968 г. добычи

$$G_t = (\bar{\Phi}_{t(1990)})^{\alpha_1},$$

а с 1968 г. по 1990–2008 гг. – степенно-показательные производственные функции с накопленной добычей без константы

$$G_t = (\bar{\Phi}_{t(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{T,t-1}}$$

где $T = 1968$.

Во-вторых, коэффициент при основных фондах α_1 остается практически неизменным с точностью до второго знака после запятой на протяжении почти 40 лет во временном промежутке с 1968 г. по год t , где $t = 1969, \dots, 2008$. Действительно, в 1968–1969 гг. его значение равно 0,60, в 1968–1970 гг. – 0,63, с 1968 по 1971–1981, 1986–1990 гг. (без накопленной добычи) – 0,61, а с 1968 г. по 1982–1985, 1989–2008 гг. (с накопленной добычей) – 0,62.

С точки зрения эконометрики результаты свидетельствуют о том, что мы нашли правильную модель добычи природного газа из месторождений Якутии, а с точки зрения экономической теории – то, что ни переход от плановых к рыночным условиям хозяйствования, ни выход ОАО «Якутгазпром» из состава Газпрома, ни смена собственников газодобывающих предприятий, ни их руководства не оказали существенного влияния на коэффициенты производственных функций, что говорит об устойчивости целей стратегического

развития, хозяйственного и институционального механизмов газодобывающей промышленности Республики Якутия на протяжении 40 лет.

3. Тюменская область (все месторождения без учета ОАО «Норильскгазпром»). Наиболее интересными результатами эконометрического исследования производственных функций добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области на основе статистических данных [9–11] представляются модели со стабильными оценками коэффициентов на протяжении 18 лет и достаточно низкими ошибками *ex-post* прогноза на 1 год и далее соответственно до 17 лет вперед. Как видно из табл. 1, максимальная ошибка *ex-post* прогноза на 1 год и далее до 17 лет вперед (1992–2008 гг.) по трансцендентной функции, исследованной в 1985–1991 гг., составляет 3,4%, а по остальным функциям, исследованным вплоть до 2008 г., она не превышает 5,4 %.

Другой, не менее интересный, результат настоящего исследования состоит в том, что нам удалось построить по трем наблюдениям (1987–1989 гг.) четыре производственные функции (с тремя параметрами каждая), которые прогнозируют добычу газа на 19 лет вперед (1990–2008 гг.) с максимальными ошибками, не превышающими соответственно 5,0%, 5,9%, 5,2% и 6,7% (см. табл. 2–3 и рис. 1).

Результаты исследования производственных функций добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области говорят об устойчивости целей стратегического развития газодобывающей промышленности области (Газпрома и независимых производителей) на протяжении 1985–2008 гг., обозначенных еще в плановых условиях хозяйствования 1985–1991 гг. Также результаты свидетельствуют о стабильности хозяйственного и институционального механизмов газодобывающей промышленности Тюменской области на протяжении 1985–2008 гг., поскольку ни начало с 1999 г. активной добычи независимыми производителями газа, ни смена руководства Газпрома в 2001 г. почти не изменили коэффициенты производственных функций добычи природного газа из всех месторождений области (рис. 1).

Следует отметить, что мы не имеем возможности проверить прогнозную силу исследованных производственных функций добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области в 2009–2011 гг. из-за отсутствия у нас статистических данных о вводе основных производственных фондов независимыми производителями газа из Формы № 11 за 2008–2010 гг. Между тем, мы имеем возможность исследовать прогнозную силу производственных функций добычи природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области.

4. Тюменская область (месторождения Газпрома без учета Газпром нефти): прогнозы добычи природного газа на 2011–2012 гг. и точность исполнения. Основная часть запасов газа свободного и газа газовых шапок Газпрома (включая Газпром нефть) сосредоточена на территории Тюменской области. По данным на 1 января 2012 г., на территории этого региона запасы газа компании составили 30382,1 млрд м³, или 70 % всех запасов Газпрома, из них разведанные запасы (ABC₁) – 24866,7 млрд м³ (71 % запасов Газпрома данной категории), а предварительно оцененные (C₂) – 5515,4 млрд м³ (65 % запасов Газпрома данной категории). Примерно 94 % запасов концерна в Тюменской области расположены в недрах суши, а 6 % – на шельфе. В 2011 г. прирост запасов компании за счет геологоразведочных работ на территории области составил 353 млрд м³, в том числе разведанных – 347,4 млрд м³. В 2011 добыча газа свободного и газа газовых шапок (включая потери) Группой Газпром равнялась 475380 млн м³ (93% всей добычи газа Газпромом).

Первая производственная функция, предложенная нами для прогнозирования добычи природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области (без учета компании Газпром нефть), – это степенно-показательная производственная функция

$$\Gamma_t = e^{6,43} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{0,44-4,23 \cdot 10^{-9} \sigma_{1985, t-1}},$$

оцененная по данным в 1989–2006 гг. и имеющая наименьшую ретроспективную оценку абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза *MAPE* на 1 год вперед [9]. Ошибки *ex-post* прогноза *APE* на 2007–2011 гг. по этой функции равны соответственно 0,5%, 1,4%, 15,8%, 2,5%, 0,5% (рис. 3).

Также в работе [9] было выявлено, что наименьшие ретроспективные оценки абсолютной величины средней относительной ошибки прогноза *MAPE* на 2 года и далее до 5 лет вперед имеет степенно-показательная функция

$$\Gamma_t = e^{4,00} \cdot \bar{\Phi}_{t-1(1990)}^{0,60-5,62 \cdot 10^{-9} \sigma_{1985, t-1}},$$

исследованная в 1984–2006 гг. Ошибки *ex-post* прогноза *APE* на 2007–2011 гг. по этой функции равны соответственно 1,3%, 1,1%, 15,4%, 1,4%, 1,2% (рис. 4).

В результате дальнейших исследований оказалось, что степенно-показательные производственные функции, исследованные во временных промежутках с 1984 г. по 1997–2008 гг. имеют стабильные во времени оценки коэффициентов и, кроме того, у функций, исследованных во временных промежутках с 1984 по 1997, 2005–2007 гг., максимальная ошибка *ex-post* прогноза *APE* на 1 и далее до 11 лет вперед (1998–2008 гг.) не превышает 2,3% ([13] и рис. 5). Ошибки прогнозов на 2010–2011 гг. по этим функциям также оказались меньшими 2,3%. В самом деле, ошибки прогноза на 2010 г. составили соответственно

1,8%, 1,9%, 1,4%, 1,1%, а по функции, исследованной в 1984–2008 гг., – 1,4% [15]. Ошибки прогноза на 2011 г. составили соответственно 0,8%, 0,7%, 1,2%, 1,5%, а по функции, исследованной в 1984–2008 гг., — 1,2% (рис. 6).

Следующий важный результат состоит в том, что во временном промежутке 1985–1991 гг. была найдена эконометрическая модель степенно-показательной производственной функции

$$G_t = e^{4,61} \cdot \bar{\Phi}_{t-1(1990)}^{0,36-5,12 \cdot 10^{-9} G_{\text{маг},t-2}}$$

позволяющая прогнозировать добычу природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области на 1 и далее до 18 лет вперед (1992–2010 гг.) с максимальной ошибкой в 3,7% (без учета 2009 г.) [14–15]. Прогноз добычи природного газа на 2011 г. по этой функции составил 464873 млн м³, фактическая добыча в 2011 г. – 468463 млн м³. Таким образом, ошибка прогноза на 2011 г. равна 1,3% (табл. 4–5, рис. 6–8). На 2012 г. эта функция прогнозирует добычу природного газа в объеме 462224 млн м³ или 467730 м³ в зависимости от учета ввода в действие основных производственных фондов на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении, где начало добычи газа запланировано на июнь 2012 г. (см. табл. 4 и рис. 7).

Кроме того, в работах [14–15] выявлено, что степенно-показательные функции, исследованные в последующие годы, а именно: во временных промежутках с 1985 г. по 1994, 1997, 2005–2008 гг., имеют максимальные ошибки *ex-post* прогноза до 2010 г. меньше 3,7% (без учета 2009 г.). Ошибки прогноза на 2011 г. расположились в интервале 0,1–1,3% (рис 6, табл. 5). Более того, как видно из табл. 4, по всем 8 функциям ошибки прогнозов на 2011 г. не превысили максимальные ошибки *ex-post* прогнозов за предыдущие годы (без учета 2009 г.).

По степенно-показательным функциям, исследованным в остальных временных промежутках с 1985 г. по 1992, 1993, 1995, 1996, 1998–2004 гг., ошибки *ex-post* прогноза до 2010 г. превысили 3,7% (без учета 2009 г.), а ошибки прогноза на 2011 г. оказались большими 1,3% (табл. 5). Таким образом, вышеприведенные результаты свидетельствуют об эффективности использования принципа ретроспективных расчетов при отборе функций, прогнозирующих добычу природного газа с наименьшими ошибками.

Прогнозы добычи природного газа на 2012 г. по степенно-показательным производственным функциям, исследованным во временных промежутках, начинающихся с 1985 г. и оканчивающихся 1991–2008 гг., представлены в табл. 4.

Итак, результаты проведенного исследования свидетельствуют о том, что используемая авторами методология разработки эконометрических моделей производственных функций добычи российского природного газа позволяет давать прогнозы с достаточно высокой точностью.

Таблица 1. Результаты эконометрического исследования трансцендентной производственной функции добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области $G_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{\text{маг},t-2}}$ во временных промежутках с 1985 по 1991–2008 гг.

Временной промежуток	Коэффициенты и t-статистики (в скобках)			R ²	DW	r *	Ошибка <i>ex-post</i> прогноза APE до 2008 г., %	
	α_0	α_1	α_2				max	средняя арифм.
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1985–1991	4,66 (4)	0,56 (6)	-8,33 · 10 ⁻⁸ (-1,88)	0,99	1,49	0,98	3,4	1,0
1985–1992	4,73 (6)	0,55 (10)	-8,10 · 10 ⁻⁸ (-3)	0,99	1,48	0,97	4,1	1,5
1985–1993	4,43 (7)	0,57 (14)	-9,11 · 10 ⁻⁸ (-6)	0,99	1,56	0,96	5,4	2,9
1985–1994	4,61 (10)	0,56 (18)	-8,54 · 10 ⁻⁸ (-8)	0,99	1,66	0,95	3,0	1,4
1985–1995	4,65 (12)	0,56 (22)	-8,42 · 10 ⁻⁸ (-11)	0,99	1,64	0,94	3,0	1,3
1985–1996	4,90 (13)	0,54 (22)	-7,74 · 10 ⁻⁸ (-11)	0,99	1,56	0,93	5,1	2,6
1985–1997	4,59 (11)	0,56 (20)	-8,57 · 10 ⁻⁸ (-12)	0,99	2,06	0,93	2,0	1,2
1985–1998	4,64 (12)	0,56 (22)	-8,44 · 10 ⁻⁸ (-13)	0,99	2,43	0,93	1,6	1,0
1985–1999	4,72 (13)	0,55 (23)	-8,25 · 10 ⁻⁸ (-15)	0,99	2,33	0,93	2,5	0,9
1985–2000	4,75 (14)	0,55 (25)	-8,17 · 10 ⁻⁸ (-17)	0,99	2,31	0,93	2,8	1,1
1985–2001	4,74 (15)	0,55 (26)	-8,20 · 10 ⁻⁸ (-19)	0,99	2,33	0,94	2,7	1,2
1985–2002	4,73 (16)	0,55 (28)	-8,22 · 10 ⁻⁸ (-20)	0,99	2,32	0,94	2,6	1,3
1985–2003	4,74 (16)	0,55 (29)	-8,19 · 10 ⁻⁸ (-21)	0,99	2,32	0,95	2,7	1,6
1985–2004	4,73 (17)	0,55 (29)	-8,22 · 10 ⁻⁸ (22)	0,99	2,33	0,95	2,6	1,7
1985–2005	4,75 (16)	0,55 (28)	-8,27 · 10 ⁻⁸ (-22)	0,99	2,12	0,96	2,0	1,3

1	2	3	4	5	7	8	9	10
1985–2006	4,75 (17)	0,55 (29)	$-8,29 \cdot 10^{-8}$ (-22)	0,99	2,13	0,97	1,9	1,5
1985–2007	4,75 (16)	0,55 (29)	$-8,34 \cdot 10^{-8}$ (-22)	0,99	2,02	0,97	1,5	1,5
1985–2008	4,76 (17)	0,55 (29)	$-8,28 \cdot 10^{-8}$ (-22)	0,99	2,14	0,97	—	—

$$r = r(\ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)}, G_{1983,t-2})$$

Таблица 2. Результаты эконометрического исследования производственных функций добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области в 1987–1989 гг.

№	Производственная функция, исследованная в 1987–1989 гг.	Коэффициенты			R^2	Максимальная APE за 19 лет (1990–2008 гг.), %
		α_0	α_1	α_2		
(1)	$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1983,t-2}}$	6,33	0,44	$-3,60 \cdot 10^{-9}$	1	5,0
(2)	$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 t}$	5,84	4,39	-0,001972	1	5,9
(3)	$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1} e^{\alpha_2 G_{1983,t-2}}$	6,34	0,44	$-6,04 \cdot 10^{-8}$	1	5,2
(4)	$\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1} e^{\alpha_2 t}$	73,32	0,48	-0,034061	1	6,7

Таблица 3. Ретроспективные оценки абсолютной величины относительной ошибки прогноза APE на 1 год и далее до 19 лет вперед (1990–2008 гг.) по производственным функциям добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области (1)–(4), исследованным в 1987–1989 гг. (табл. 2), %.

Годы	Производственная функция				Годы	Производственная функция			
	(1)	(2)	(3)	(4)		(1)	(2)	(3)	(4)
1990	1,3	1,2	1,3	1,2	2000	2,1	2,9	2,3	2,5
1991	1,8	1,7	1,9	1,8	2001	3,0	3,8	3,4	3,6
1992	1,7	1,3	1,7	1,4	2002	2,4	3,3	3,2	3,6
1993	0,5	1,1	0,4	0,8	2003	1,0	2,0	2,2	2,7
1994	0,02	0,6	0,2	0,2	2004	1,2	2,3	2,9	3,6
1995	0,9	1,6	0,7	1,1	2005	2,3	3,8	4,7	5,7
1996	1,2	0,4	1,3	0,9	2006	0,6	2,3	3,4	4,8
1997	5,0	5,9	4,9	5,5	2007	1,8	3,9	5,2	6,7
1998	1,5	2,5	1,6	2,2	2008	0,9	1,3	2,7	4,5
1999	1,1	1,9	1,2	1,6	Средняя	1,6	2,3	2,4	2,9

Рисунок 1. Фактическая, расчетная МНК (1987–1989 гг.) и ex-post прогнозная на 19 лет вперед (1990–2008 гг.) добыча природного газа из всех месторождений Тюменской области по степенно-показательной функции (1) $\Gamma_t = e^{6,33} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{0,44-3,60 \cdot 10^{-9} G_{1983,t-2}}$ (табл. 2).

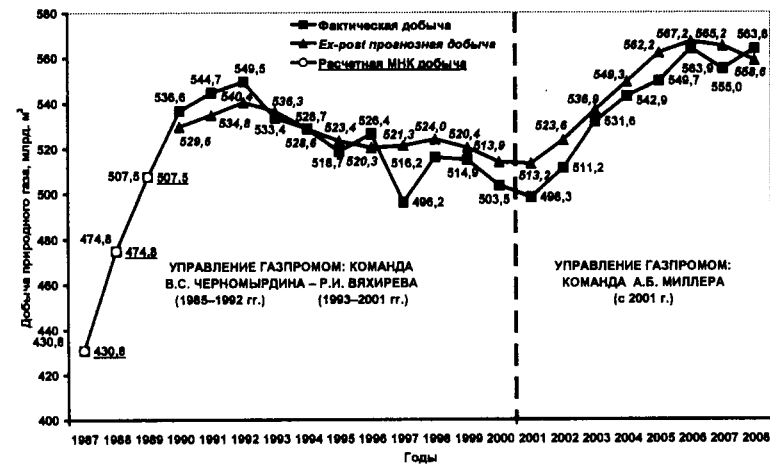


Рисунок 2. Ретроспективные оценки абсолютной величины относительной ошибки прогноза APE по степенно-показательной производственной функции добычи природного газа из всех месторождений Тюменской области (1) $\Gamma_t = e^{6,33} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{0,44-3,60 \cdot 10^{-9} G_{1983,t-2}}$ (табл.3).

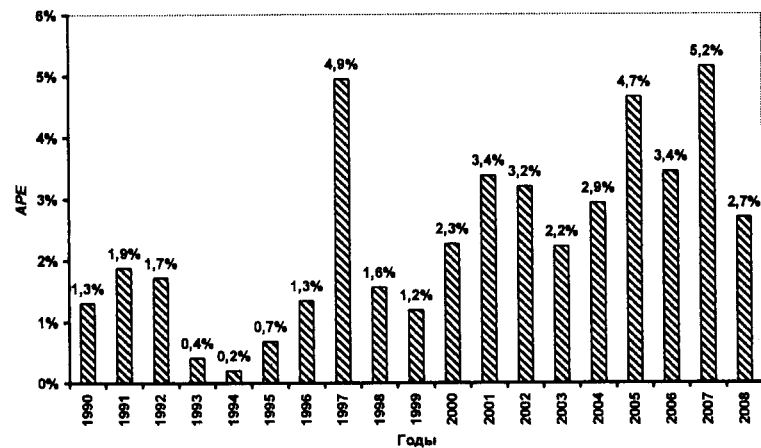


Рисунок 3. Фактическая и *ex-post* прогнозная на 5 лет вперед (2007–2011 г.) добыча природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области по степенно-показательной производственной функции $\Gamma_t = e^{6,43} (\bar{\Phi}_{t-(1990)})^{0,44-4,23 \cdot 10^{-9} C_{1993,t-2}}$, исследованной в 1989–2006 гг.

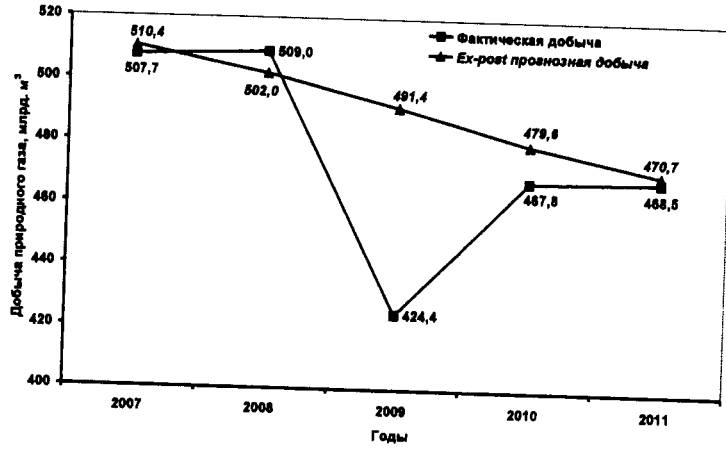


Рисунок 4. Фактическая и *ex-post* прогнозная на 5 лет вперед (2007–2011 г.) добыча природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области по степенно-показательной производственной функции $\Gamma_t = e^{4,00} \cdot \bar{\Phi}_{t-(1990)}^{0,60-5,62 \cdot 10^{-9} C_{1993,t-2}}$, исследованной в 1984–2006 гг.

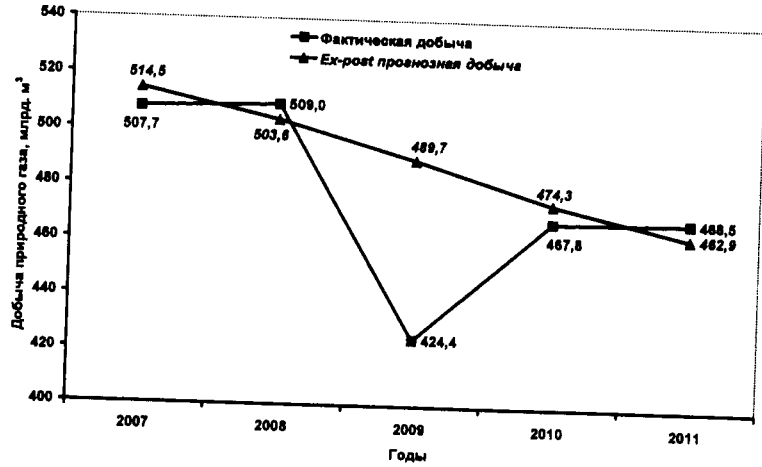


Рисунок 5. Фактическая и *ex-post* прогнозная на 14 лет вперед добыча природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области по степенно-показательной производственной функции $\Gamma_t = e^{4,01} \cdot \bar{\Phi}_{t-(1990)}^{0,60-5,58 \cdot 10^{-9} C_{1993,t-2}}$, исследованной в 1984–1997 гг. ($R^2 = 0,99$; $DW = 1,52$).

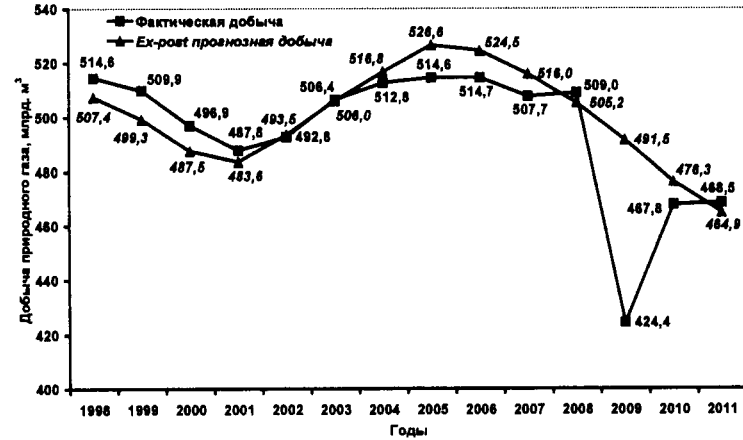


Рисунок 6. Исполнение прогнозов добычи природного газа на 2011 г. из месторождений Газпрома Тюменской области по степенно-показательным производственным функциям $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 C_{1993,t-2}}$, исследованным во временных промежутках, начинающихся с 1984 г. и с 1985 г.

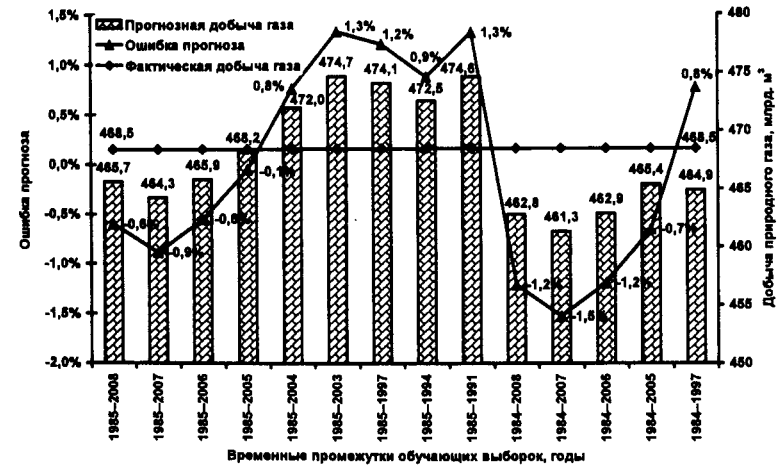


Рисунок 7. Фактическая, ex-post прогнозная на 20 лет вперед и прогнозная на 2012 г. добыча природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области по степенно-показательной производственной функции $\Gamma_t = e^{4,61} \cdot \bar{\Phi}_{t-1(1990)}^{0,56-5,12 \cdot 10^{-9} G_{\text{наз},t-2}}$, исследованной в 1985–1991 гг. (табл. 4–5).

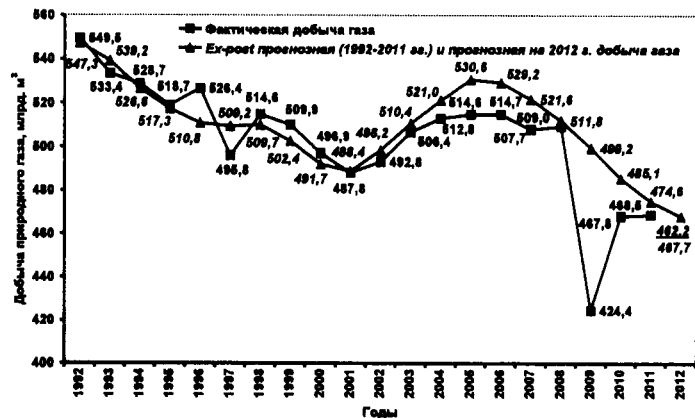


Рисунок 8. Ретроспективные оценки абсолютной величины относительной ошибки прогноза APE по степенно-показательной производственной функции добычи природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области $\Gamma_t = e^{4,61} \cdot \bar{\Phi}_{t-1(1990)}^{0,56-5,12 \cdot 10^{-9} G_{\text{наз},t-2}}$, исследованной в 1985–1991 гг. (табл. 5).

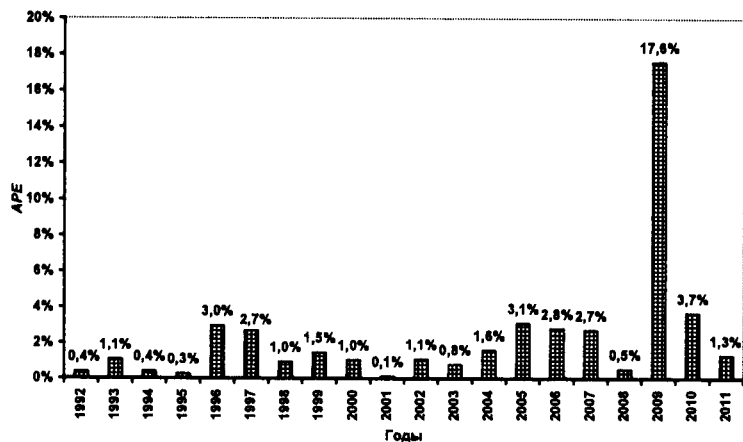


Таблица 4. Результаты эконометрического исследования степенно-показательных производственных функций добычи природного газа из месторождений Газпрома Тюменской области $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{\text{наз},t-2}}$ во временных промежутках с 1985 по 1991–2008 гг., и прогнозы добычи газа на 2012 г.

Временной промежуток	Коэффициенты и t-статистики (в скобках)			R^2	DW	r^*	Ошибка ex-post прогноза APE до 2011 г. (без 2009 г.), %		Прогнозы добычи газа на 2012 г., млн м ³
	α_0	α_1	α_2				max	средняя арифм.	
							8	9	
1985–1991	4,61 (4)	0,56 (6)	$-5,12 \cdot 10^{-9}$ (-2,04)	0,99	1,52	0,98	3,7	1,5	462 224 467 730
1985–1992	4,71 (6)	0,55 (10)	$-4,89 \cdot 10^{-9}$ (-4)	0,99	1,49	0,97	7,1	2,9	478 719 484 376
1985–1993	4,43 (8)	0,57 (15)	$-5,48 \cdot 10^{-9}$ (-6)	0,99	1,57	0,96	4,3	2,0	439 388 444 705
1985–1994	4,60 (10)	0,56 (18)	$-5,15 \cdot 10^{-9}$ (-8)	0,99	1,68	0,95	3,3	1,6	460 106 465 589
1985–1995	4,65 (13)	0,56 (23)	$-5,07 \cdot 10^{-9}$ (-11)	0,99	1,67	0,94	4,2	2,0	464 846 470 363
1985–1996	4,90 (14)	0,54 (22)	$-4,65 \cdot 10^{-9}$ (-11)	0,99	1,57	0,93	9,4	4,8	490 972 496 661
1985–1997	4,60 (11)	0,56 (21)	$-5,14 \cdot 10^{-9}$ (-12)	0,99	2,09	0,93	3,6	1,6	461 651 467 158
1985–1998	4,65 (13)	0,56 (22)	$-5,05 \cdot 10^{-9}$ (-14)	0,99	2,47	0,93	4,6	2,2	466 617 472 154
1985–1999	4,71 (14)	0,55 (24)	$-4,97 \cdot 10^{-9}$ (-16)	0,99	2,41	0,93	5,5	2,9	471 346 476 907
1985–2000	4,72 (15)	0,55 (26)	$-4,95 \cdot 10^{-9}$ (-18)	0,99	2,42	0,93	5,7	3,2	472 111 477 674
1985–2001	4,67 (16)	0,55 (28)	$-5,02 \cdot 10^{-9}$ (-20)	0,99	2,40	0,93	5,0	3,0	468 739 474 292
1985–2002	4,61 (16)	0,56 (28)	$-5,10 \cdot 10^{-9}$ (-21)	0,99	2,25	0,94	4,2	2,5	464 387 469 920
1985–2003	4,59 (16)	0,56 (29)	$-5,14 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,99	2,20	0,95	3,7	2,3	462 233 467 751
1985–2004	4,57 (16)	0,56 (29)	$-5,19 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	2,09	0,95	3,2	2,0	459 494 464 988
1985–2005	4,55 (15)	0,56 (28)	$-5,24 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	1,84	0,96	2,4	1,3	455 588 461 042
1985–2006	4,54 (15)	0,56 (28)	$-5,28 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	1,73	0,96	1,9	1,2	453 164 458 597

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1985–2007	4,51 (15)	0,57 (29)	$-5,32 \cdot 10^{-9}$ (-24)	0,98	1,68	0,97	1,6	1,2	451 538 456 963
1985–2008	4,54 (16)	0,56 (29)	$-5,28 \cdot 10^{-9}$ (-25)	0,98	1,74	0,97	1,9	1,3	452 959 458 385

$$r = r(\ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)}, G_{1963,t-2} \ln \bar{\Phi}_{t-1(1990)})$$

** Прогнозы от 24 мая 2012 г.: сверху добыча без учета ввода в действие основных производственных фондов Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (начало добычи запланировано на июнь 2012 г.), внизу добыча с учетом их ввода в действие.

Таблица 5. Ретроспективные оценки абсолютной величины относительной ошибки прогноза ARE на 1 год и далее до 20 лет вперед (1992–2011 гг.) по степенно-показательным производственным функциям $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\bar{\Phi}_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-2}}$, исследованным по обучающим выборкам с 1985 по 1991–2008 гг. (табл. 4).

Год ex-post прогноза		Обучающие выборки с 1985 г. по год																		
№ п/п	год	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
1	1992	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
2	1993	1,1	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
3	1994	0,4	0,2	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
4	1995	0,3	0,5	1,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
5	1996	3,0	2,0	4,3	3,1	2,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
6	1997	2,7	3,9	1,1	2,5	2,8	4,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
7	1998	1,0	0,3	2,7	1,1	0,8	1,0	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
8	1999	1,5	0,0	3,4	1,7	1,3	0,8	1,5	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
9	2000	1,0	0,6	3,3	1,3	0,8	1,6	1,1	0,6	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
10	2001	0,1	1,9	2,3	0,1	0,4	3,1	0,1	0,6	1,1	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	
11	2002	1,1	3,0	1,6	0,8	1,4	4,2	1,1	1,6	2,1	2,2	1,8	—	—	—	—	—	—	—	
12	2003	0,8	2,8	2,0	0,5	1,1	4,1	0,8	1,3	1,9	1,9	1,6	1,1	—	—	—	—	—	—	
13	2004	1,6	3,8	1,4	2,3	1,9	5,2	1,6	2,2	2,7	2,8	2,4	1,9	1,7	—	—	—	—	—	
14	2005	3,1	5,5	0,2	2,8	3,4	7,0	3,1	3,7	4,3	4,4	4,0	3,5	3,2	2,8	—	—	—	—	
15	2006	2,8	5,4	0,7	2,5	3,2	7,0	2,8	3,5	4,1	4,2	3,8	3,2	2,9	2,5	1,9	—	—	—	
16	2007	2,7	5,5	1,0	2,4	3,1	7,3	2,7	3,4	4,2	4,3	3,8	3,1	2,8	2,3	1,7	1,3	—	—	
17	2008	0,5	3,4	3,4	0,2	1,0	5,3	0,5	1,3	2,1	2,2	1,7	0,9	0,6	0,1	0,5	0,9	1,2	—	
18	2009	17,6	21,2	12,7	17,1	18,2	23,7	17,5	18,5	19,5	19,7	19,0	18,1	17,7	17,1	16,2	15,7	15,4	15,7	
19	2010	3,7	7,1	0,9	3,3	4,2	9,4	3,6	4,6	5,5	5,7	5,0	4,2	3,7	3,2	2,4	1,9	1,6	1,9	
20	2011	1,3	4,7	3,4	0,9	1,9	7,2	1,2	2,2	3,2	3,4	2,7	1,8	1,3	0,8	0,1	0,6	0,9	0,6	

Литература

1. Макаров В.Л., Афанасьев А.А., Лосев А.А. Вычислимая модель денежного обращения российской экономики // Экономика и математические методы. 2011. Т. 47. № 1. С. 3–27.
2. Макаров В.Л. Искусственные общества и будущее общественных наук. — СПб.: Изд-во СПбГУП, 2009. 40 с. — (Избранные лекции Университета. Вып. 99.)
3. 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.
4. Айвазян С.А., Афанасьев М.Ю. Оценка экономической эффективности перехода к достижимому потенциалу // Прикладная эконометрика. 2009. № 3(15). С. 43–55.
5. 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.
6. Варшавский Л.Е. О прогнозно-аналитическом моделировании развития газодобывающей промышленности / В сб.: «Экономика газовой промышленности». Вып. 12. — М.: ВНИИЭГазпром, 1976. С. 16–24.
7. Насинник Э.А. Прогнозирование себестоимости нефти и попутного газа. — М.: Недра, 1975. — 129 с.
8. Клименко А.В. Прогнозирование добывающих отраслей с учетом природного фактора / В сб.: «Методы построения и использования макроэкономических и отраслевых производственных функций». — М.: ЦЭМИ АН СССР, 1980. С. 152–174.
9. Афанасьев А.А. Экономико-математическое моделирование и прогнозирование добычи природного газа в Тюменской области // Газовая промышленность. 2008. № 6. С. 19–25.
10. Афанасьев А.А. Производственные функции газодобывающей промышленности Тюменской области и дочерних обществ ОАО «Газпром» в 1993–2007 гг. // Экономика и математические методы. 2009. Том 45. № 2. С. 37–53.
11. Афанасьев А.А. Эконометрическое исследование производственных функций газодобывающей промышленности Красноярского края // Экономика и математические методы. 2009. Том 45. № 3. С. 3–11.
12. Афанасьев А.А. Производственные функции газодобывающей промышленности Республики Саха (Якутия) в 1968–2008 гг. // Экономика и математические методы. 2010. Том 46. № 2. С. 35–48.
13. Афанасьев А.А. Прогнозирование добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2010. № 14 (654). С. 16–26.
14. Афанасьев А.А. Об эффективности использования принципа ретроспективных расчетов для прогнозирования добычи природного газа (на примере тюменских месторождений ОАО «Газпром») / В сб.: III Международный научно-практический семинар «Эффективное управление комплексными нефтегазовыми проектами» (ЕРМ-2011), пос. Развилка, 20–22 сентября 2011 г. Развилка: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. С. 28–29.
15. Афанасьев А.А. Анализ эффективности работы Газпрома и перспективы добычи природного газа из тюменских месторождений в 2011 году / В сб.: Моделирование в задачах городской и региональной экономики: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 75-летию со дня рождения первого директора СПб ЭМИ РАН, заместителя председателя Президиума СПб НЦ РАН, профессора Бориса Львовича Овсиевича 24–25 октября 2011 года. — СПб.: Нестор-История, 2011. С. 17–25.