

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИНЦИПА РЕТРОСПЕКТИВНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»)

А.А.Афанасьев

(Центральный экономико-математический институт РАН)

ОАО «Газпром» – крупнейшая газовая компания, занимающая первое место в мире по запасам, добыче и экспорту газа, а также в 2009–2010 гг. по величине чистой прибыли среди нефтегазовых компаний. Три четверти (75,6 %) разведанных запасов газа компании сосредоточены в недрах Тюменской области (включая шельф Ямала), а основная часть газа Газпрома добывается из тюменских месторождений. В связи с этим представляется актуальным анализ эффективности работы компании в 2010 г. и прогнозирование добычи природного газа Газпрома на территории Тюменской области в 2011 г.

Газпром – эффективный ресурсный стабилизатор народного хозяйства России

В предыдущих работах автора [1–2] в результате эконометрического исследования трех видов производственных функций добычи природного газа из тюменских месторождений Газпрома с постоянной отдачей на единицу масштаба во временных промежутках 1993–2007 гг. и 1993–2008 гг. получен *важный народнохозяйственный результат* – эластичность добычи природного газа по труду полностью или почти совпадает со средней долей заработной платы с начислениями в затратах на добычу газа дочерних обществ Газпрома Тюменской области. На основе этого было сделано заключение о минимизации издержек и парето-эффективном использовании факторов производства газодобывающими предприятиями Газпрома Тюменской области [1–3].

Эконометрическое исследование производственных функций во временных промежутках с 1993 по 2009–2010 гг. на предмет минимизации затрат и парето-эффективности не представляется возможным ввиду отсутствия у автора данных о загрузке производственных мощностей газодобывающих предприятий в среднегодовом разрезе. Тем не менее, о продолжении этой политики Газпромом в 2010 г. можно судить по следующим фактам. Так, по данным журнала *Fortune*, в 2010 г. концерн продолжает оставаться на первом месте в мире по величине чистой прибыли среди энергетических компаний (см. [4] и рис. 1).. Кроме того, впервые с 1993 г. удельная себестоимость добычи природного газа компании в 2010 г. по отношению к 2009 г. увеличилась незначительно, примерно на 4 руб. за 1000 м³ (менее чем на 1% [5]), а в Тюменской области у четырех дочерних обществ в совокупности она снизилась с 482,5 до 481,5 руб. за 1000 м³, т.е. на 1 руб. за 1000 м³ (см. рис. 2). Лидером по снижению удельных затрат стало газодобывающее предприятие ООО «Газпром добыча Ямбург»: там себестоимость уменьшилась с 490 до 470 руб. за тыс. м³, т.е. на 20 руб. за тыс. м³. На втором месте оказалось дочернее общество ООО «Газпром добыча Ноябрьск», средние издержки добычи которого снизились на 11 руб. за тыс. м³. У производственного объединения ООО «Газпром добыча Надым» удельная себестоимость осталась примерно на уровне 2009 г., увеличившись менее чем на 1 %. В Республике Коми хорошие результаты по оптимизации затрат на добычу и переработку газа показали Вуктыльское ГПУ и Сосногорский ГПЗ – филиалы ООО «Газпром переработка».

Таким образом, можно утверждать, что, минимизируя издержки производства и парето-эффективно используя факторы производства, Газпром выступает ресурсным стабилизатором народного хозяйства Российской Федерации, ибо компания не оттягивает трудовые и инвестиционные ресурсы из прочих секторов экономики, а, наоборот, высвобождает их для других отраслей народного хозяйства, способствуя тем самым их эффективному функционированию и ускорению темпов роста всей российской экономики.

Прогноз добычи на 2011 г. и эффективность использования принципа ретроспективных расчетов.

Прогнозирование добычи природного газа из тюменских месторождений Газпрома будет осуществляться на основе эконометрических моделей производственных функций, имеющих небольшие ошибки *ex-post* прогноза. Среди исследованных нами производственных функций достаточно низкие (не превышающие 2,3 %) ошибки *ex-post* прогноза на 1 год и далее до 12 лет вперед (без учета 2009 г.) имеют степенно-показательные производственные функции (1) (см. табл. 1)

$$G_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}},$$

исследованные во временных промежутках с 1984 г. по 1997, 2005–2008 гг. (см. [2, 6]), где G_t – валовая добыча природного газа в году t , $\Phi_{t-1(1990)}$ – среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов (в сопоставимых ценах 1990 г.) в году $t-1$, $G_{1963,t-2}$ – накопленная добыча природного с момента начала промышленной эксплуатации первого в Тюменской области газового месторождения (1963 г.) по год $t-2$.

На 2010 г. эти функции спрогнозировали добычу природного газа в объеме 476,3, 476,8, 474,3, 472,8 и 474,2 млрд м³ соответственно, ошибки прогноза составили 1,8%, 1,9%, 1,4%, 1,1%, 1,4% (см. подробнее [6, 7]).

На 2011 г. эти функции прогнозируют объемы добычи природного газа в объеме 461,3–464,9 млрд м³ (см. табл. 1 и рис. 3).

Более того, в процессе эконометрического исследования получен *очень редкий как в эконометрике, так и в экономике газовой промышленности результат* – выявлены степенно-показательные производственные функции (2) (см. табл. 1), позволяющие прогнозировать добычу природного газа на 1 год и далее до 18 лет вперед (без учета 2009 г.) с максимальной ошибкой *ex-post* прогноза 3,7 % (см. табл. 2, рис. 4–6). Эти функции

$$G_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}},$$

исследованные во временных промежутках с 1985 по 1991, 1994, 1997, 2003–2008 гг., прогнозируют добычу природного газа на 2011 г. в объеме 464,3–474,7 млрд м³ (см. табл. 1 и рис. 7).

В частности, производственная функция

$$G_t = e^{4,61} (\Phi_{t-1(1990)})^{0,56 - 5,12 \times 10^{-9} \cdot G_{1963,t-1}},$$

исследованная на данных советского периода во временном промежутке 1985–1991 гг. ($R^2 = 0,99$; $DW = 1,52$) имеет следующие ошибки *ex-post* прогноза (см. табл. 1–2, рис. 4–6): в 1992 г. – 0,4 %,

в 1993 г. – 1,1 %, в 1994 г. – 0,4 %, в 1995 г. – 0,3 %, в 1996 г. – 3,0 %, в 1997 г. – 2,7 %, в 1998 г. (год кризиса и дефолта) – 1,0 %, в 1999 г. (посткризисный год) – 1,5 %, в 2000 г. – 1,0 %, в 2001 г. – 0,1 %, в 2002 г. – 1,1 %, в 2003 г. – 0,8 %, в 2004 г. – 1,6 %, в 2005 г. – 3,1 %, в 2006 г. – 2,8 %, в 2007 г. – 2,7 %, в 2008 г. – 0,5 %, в 2009 г. (год кризиса) – 17,6 %, в 2010 г. (посткризисный год) – 3,7 %. На 2011 г. эта функция прогнозирует добычу природного газа в объеме 474610 млн м³.

Итак, приведенные выше результаты свидетельствуют о высокой эффективности использования принципа ретроспективных расчетов (*ex-post* прогноза) при эконометрическом прогнозировании добычи природного газа. Прогнозируемые по степенно-показательным производственным функциям (1)–(2) объемы добычи природного газа на 2011 г. из месторождений Газпрома Тюменской области с максимальной *ex-post* прогнозной ошибкой в 3,7 % располагаются в интервале 461,3–474,7 млрд м³ (см. табл. 1 и рис. 3, 7).

ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. Афанасьев А.А. Прогнозирование добычи природного газа из месторождений Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2010. – № 14 (654). – С. 16–26.
3. Миллер А.Б. Инновационные аспекты стратегии развития глобальной энергетической компании // Проблемы современной экономики. – 2010. – 1(33). – С. 18-21.
4. Fortune. – 2011. – July 25.
<http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2011/performers/companies/profits/>
5. Круглов А.В. Финансово-экономическая политика ОАО «Газпром»: Презентация к пресс-конференции. – 2011. – 29 июня.
6. Афанасьев А.А. Возможно ли прогнозировать добычу российского газа в периоды кризисов? / В сб.: Стратегическое планирование и развитие предприятий. Секция 5: Материалы Двенадцатого всероссийского симпозиума. Москва, 12–13 апреля 2011 г. – М.: ЦЭМИ РАН, 2011. – С. 12–14.
7. Афанасьев А.А. "Прогнозирование добычи природного газа из месторождений ОАО «Газпром» в Тюменской области" / В сб.: II Международная научно-практическая конференция «Эффективное управление комплексными нефтегазовыми проектами» (ЕРМИ–2010), г. Ухта, 21–24 сентября 2010 г. – Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (Севернипигаз), 2010. – С. 52–53.

Таблица 1. Результаты эконометрического исследования производственных функций и прогнозы добычи природного газа на 2011 г.

№	Функция	Временной промежуток	Коэффициенты и t-статистики (в скобках)			R^2	DW	Максимальная ошибка ex-post прогноза на τ лет вперед (без 2009 г.)		Прогноз на 2011 г., млн м ³
			α_0	α_1	α_2			τ , лет	ошибка, %	
(1)	Степенно-показательная с накопленной добычей газа $G_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$ См. подробнее [2, 6].	1984–1997	4,01	0,60	$-5,58 \cdot 10^{-9}$	0,99	1,52	13	2,3	464 873
		1984–2005	4,02	0,60	$-5,58 \cdot 10^{-9}$	0,99	1,44	4	1,9	465 380
		1984–2006	4,00	0,60	$-5,62 \cdot 10^{-9}$	0,99	1,37	3	1,4	462 855
		1984–2007	3,98	0,60	$-5,66 \cdot 10^{-9}$	0,99	1,34	2	1,3	461 303
		1984–2008	4,01	0,60	$-5,62 \cdot 10^{-9}$	0,99	1,39	1	1,4	462 772
(2)	Степенно-показательная с накопленной добычей газа $G_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$	1985–1991	4,61 (4)	0,56 (6)	$-5,12 \cdot 10^{-9}$ (-2,04)	0,99	1,52	18	3,7	474 610
		1985–1994	4,60 (10)	0,56 (18)	$-5,15 \cdot 10^{-9}$ (-8)	0,99	1,68	15	3,3	472 534
		1985–1997	4,60 (11)	0,56 (21)	$-5,14 \cdot 10^{-9}$ (-12)	0,99	2,09	13	3,6	474 073
		1985–2003	4,59 (16)	0,56 (29)	$-5,14 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,99	2,20	6	3,7	474 668
		1985–2004	4,57 (16)	0,56 (29)	$-5,19 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	2,09	5	3,2	472 014
		1985–2005	4,55 (15)	0,56 (28)	$-5,24 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	1,84	4	2,4	468 217
		1985–2006	4,54 (15)	0,56 (28)	$-5,28 \cdot 10^{-9}$ (-23)	0,98	1,73	3	1,9	465 870
		1985–2007	4,51 (15)	0,57 (29)	$-5,32 \cdot 10^{-9}$ (-24)	0,98	1,68	2	1,6	464 310
		1985–2008	4,54 (16)	0,56 (29)	$-5,28 \cdot 10^{-9}$ (-25)	0,98	1,74	1	1,9	465 661

Таблица 2. Ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза на основе функции (2) (табл. 1) по обучающим выборкам с 1985 по 1991–2008 гг.

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	1,3	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

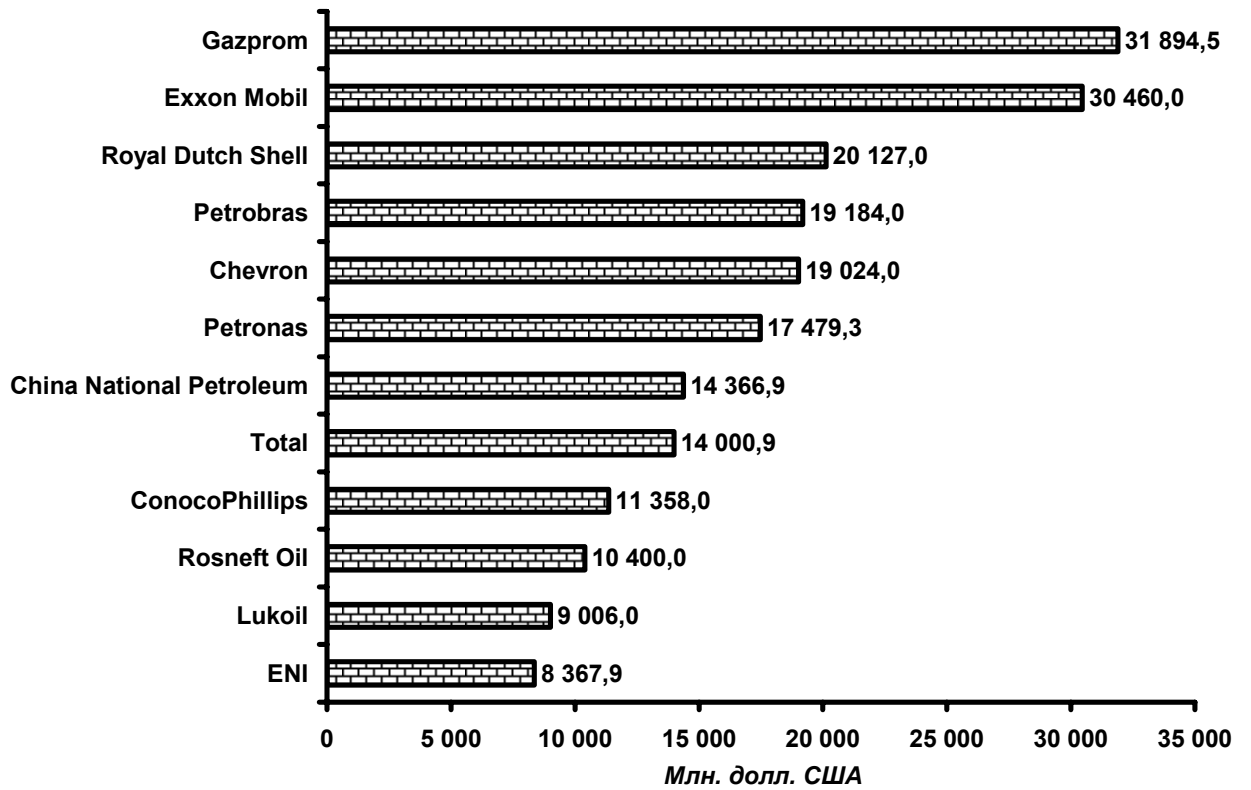


Рис. 1. Чистая прибыль нефтегазовых компаний в 2010 г. (по данным журнала *Fortune* [4]).

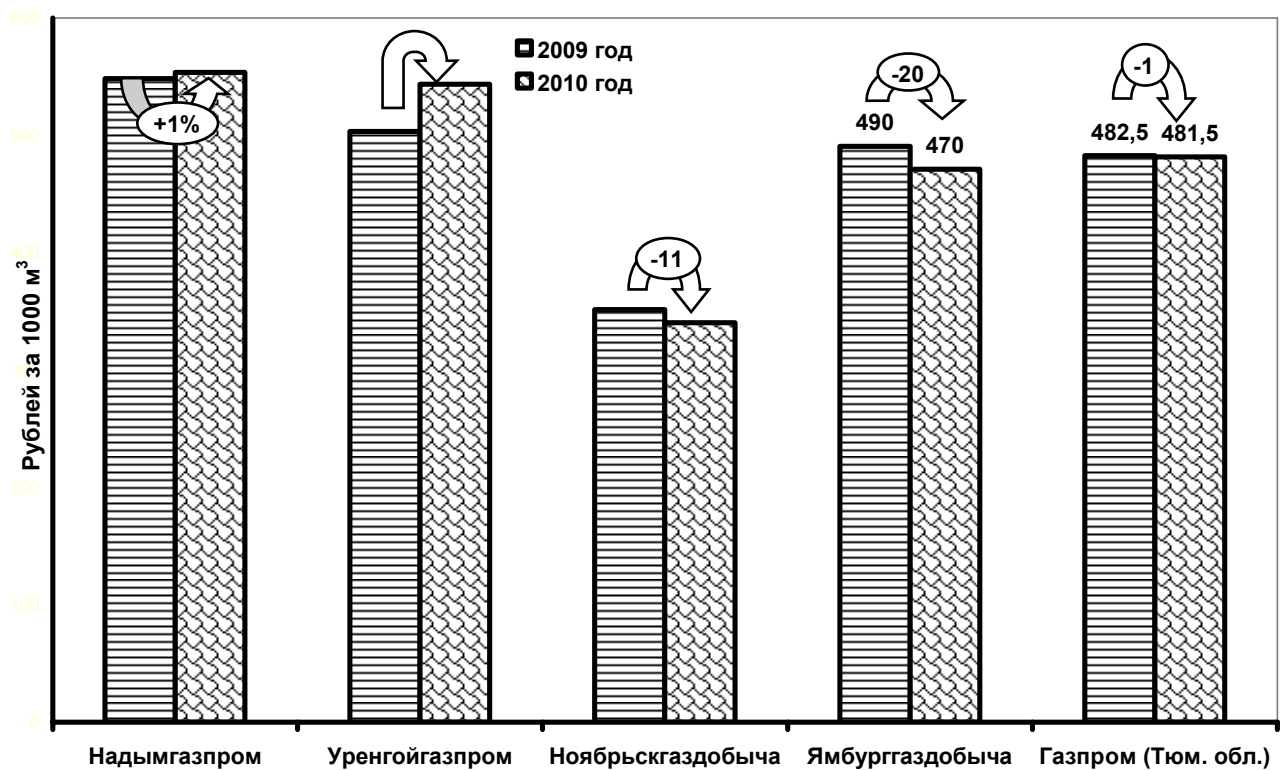


Рис. 2. Динамика удельной себестоимости добычи природного газа (с учетом аппарата) дочерних обществ ОАО «Газпром» Тюменской области за 2009–2010 гг.

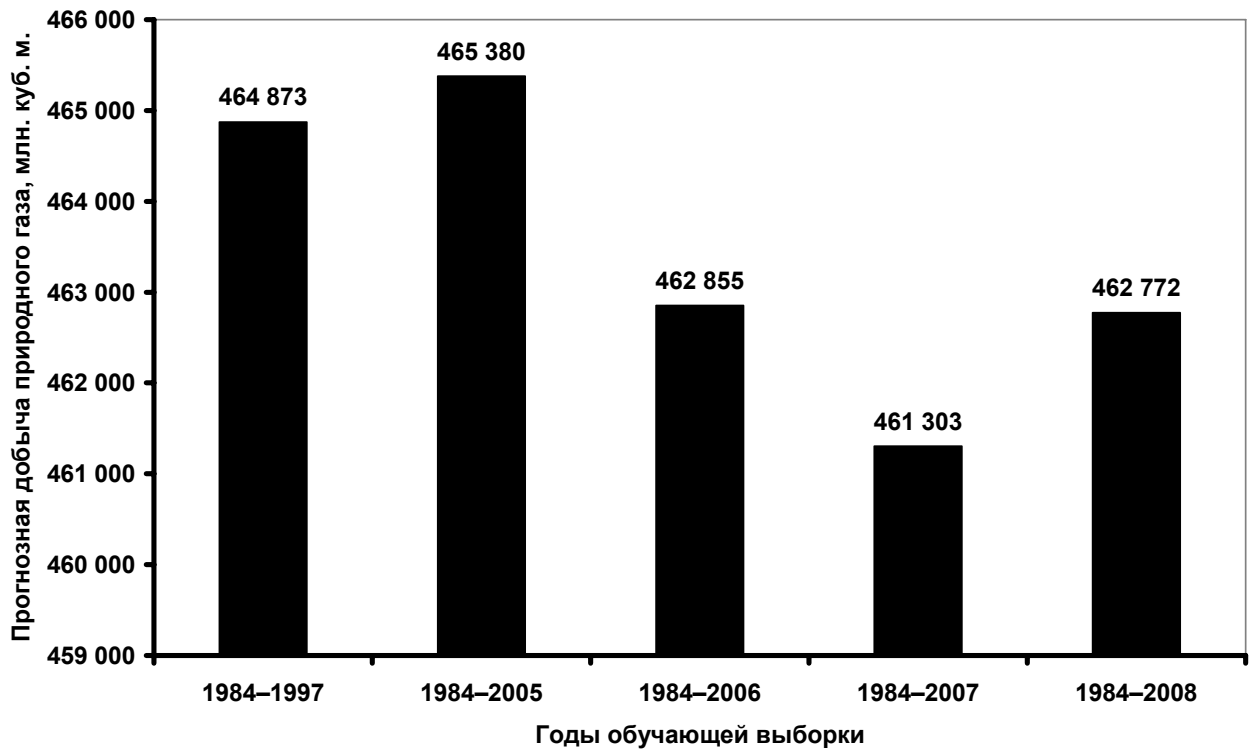


Рис 3. Прогнозная добыча природного газа на 2011 г. по функциям $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$, исследованным с 1984 по 1997, 2005–2008 гг. (табл. 1).

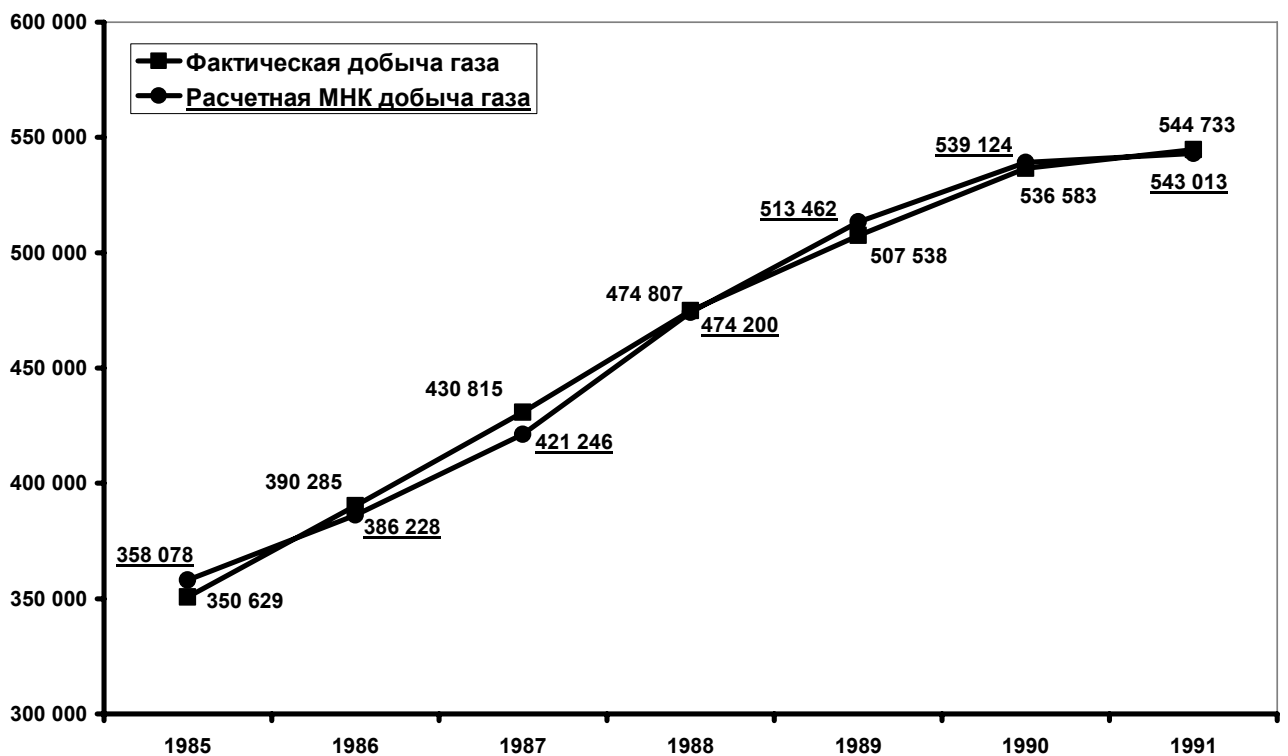


Рис. 4. Фактическая и расчетная методом наименьших квадратов добыча природного газа по функции $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$, исследованной в 1985–1991 гг. (табл. 1).

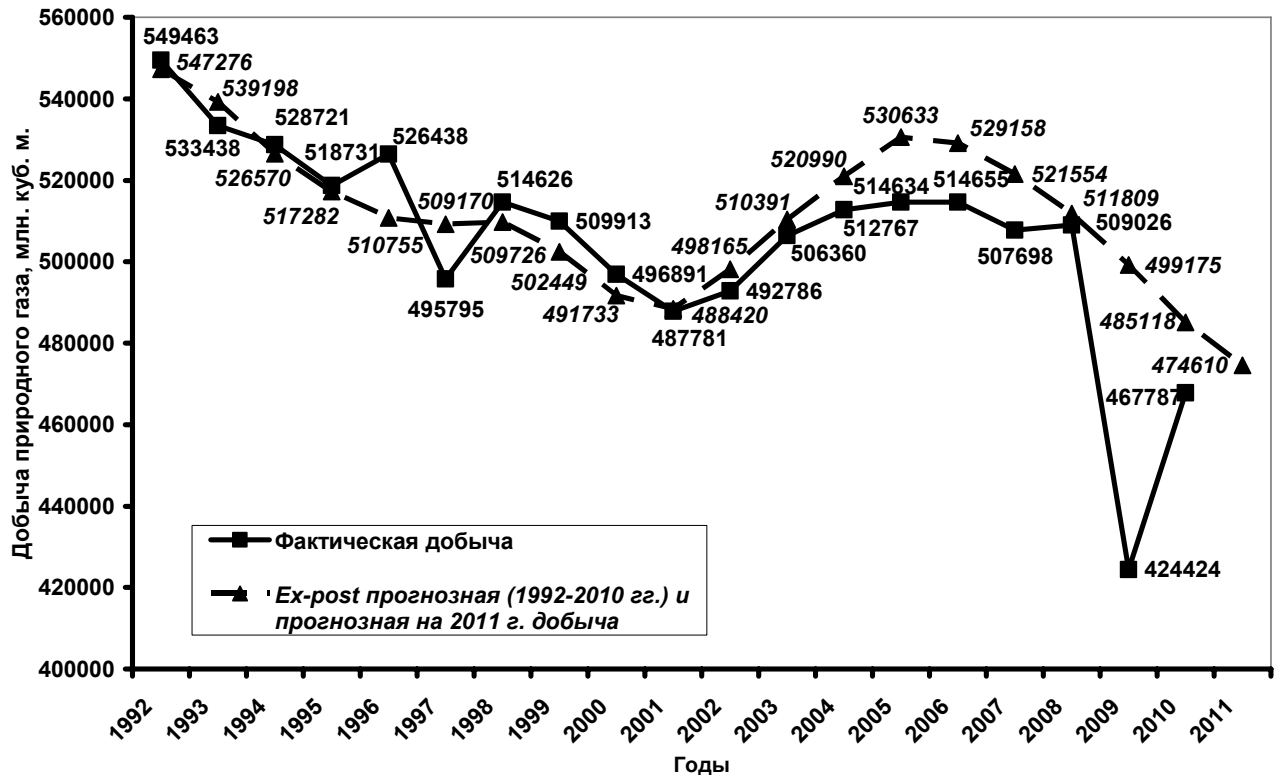


Рис 5. Фактическая, ex-post прогнозная (1992–2010 гг.) и прогнозная добыча природного газа на 2011 г. по функции $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$, исследованной в 1985–1991 гг. (табл. 1).

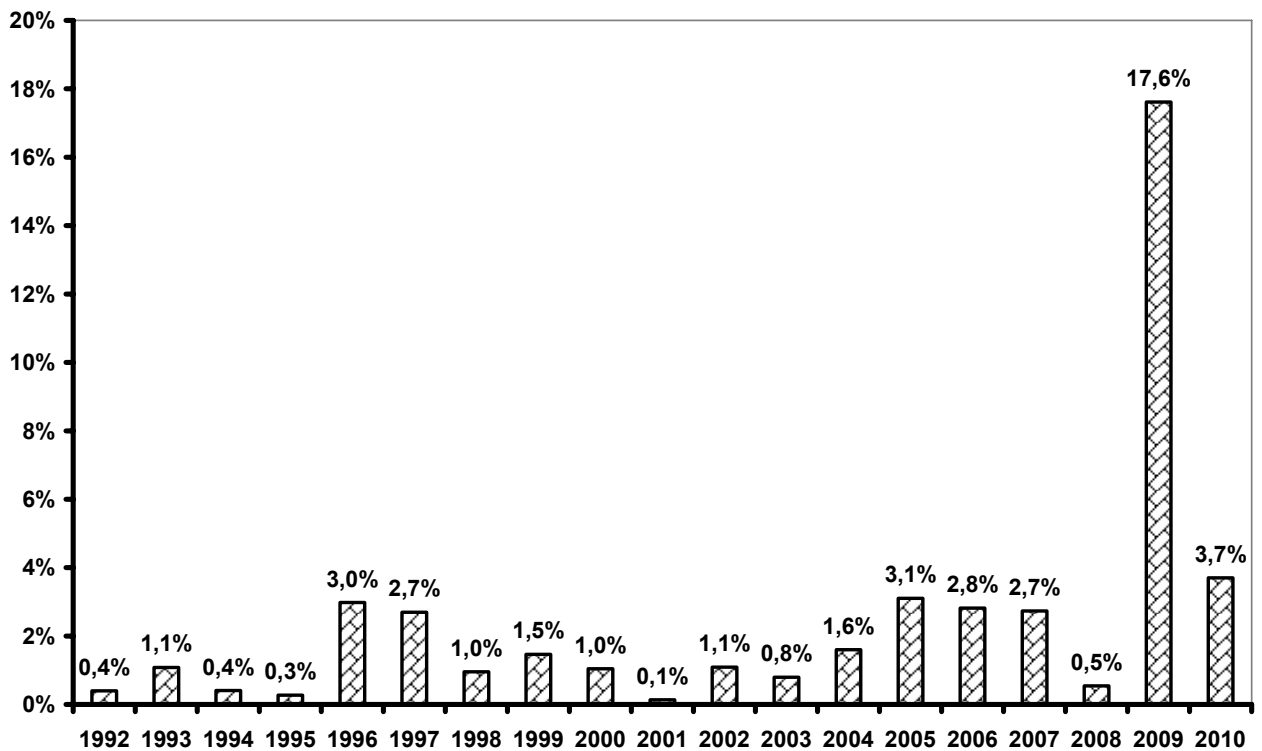


Рис. 6. Ошибки ex-post прогноза на 1992–2010 гг. по функции $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$, исследованной в 1985–1991 гг. (табл. 2).

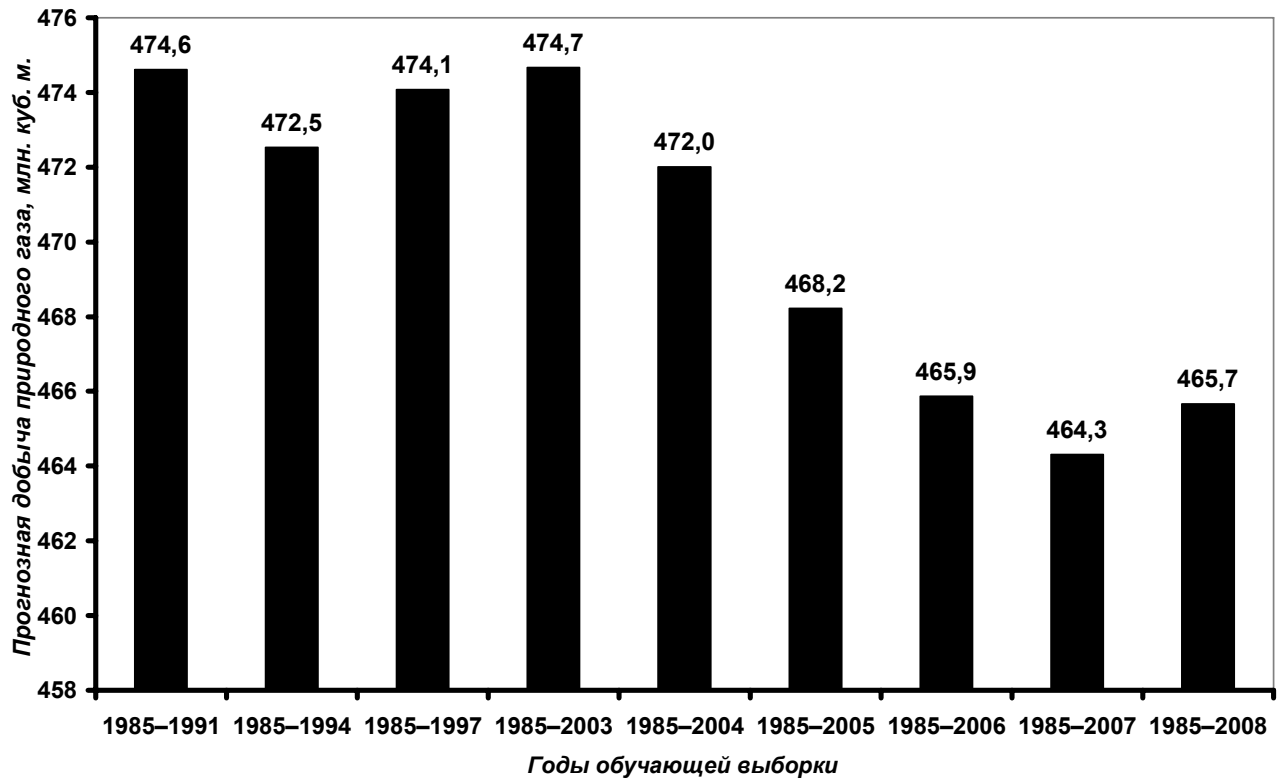


Рис. 7. Прогнозная добыча природного газа на 2011 г. по функциям $\Gamma_t = e^{\alpha_0} (\Phi_{t-1(1990)})^{\alpha_1 + \alpha_2 G_{1963,t-1}}$, исследованным с 1985 по 1991, 1994, 1997, 2003–2008 гг. (табл. 1).