СОДЕРЖАНИЕ

Газпром в энергетике России и мира ... 3
Макроэкономические данные ... 4
Рыночные индикаторы ... 6
Запасы ... 8
Лицензии ... 16
Добыча ... 18
Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности ... 23
Основные проекты в области поиска, разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах ... 26
Перспективные месторождения на территории России ... 38
Транспортировка ... 41
Газотранспортные проекты ... 43
Подземное хранение газа ... 47
Переработка углеводородов и производство продукции переработки ... 51
Производство тепла и электроэнергии ... 55
Реализация газа ... 56
Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки ... 61
Реализация тепла и электроэнергии, услуг по транспортировке газа ... 63
Экология, энергосбережение, НИОКР ... 64
Персонал ... 66
Коэффициенты пересчета ... 67
Глоссарий основных понятий и сокращений ... 68

Примечания

Справочник «Газпром в цифрах 2006–2010 гг.» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2011 г. Справочник подготовлен на основе данных корпоративной отчетности ОАО «Газпром», а также с использованием материалов, содержащихся в российских и зарубежных информационных изданиях.

В настоящем справочнике наименование ОАО «Газпром» относится к головной компании *Группы* – Открытому акционерному обществу «Газпром». Под *Группой Газпром, Группой* или *Газпромом* следует понимать совокупность компаний, состоящую из ОАО «Газпром» и его дочерних обществ. Аналогичным образом под терминами *Группа Газпром нефть* и *Газпром нефть* подразумеваются ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества, под термином *Сибур Холдинг* – ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества.

Приведенные в издании показатели деятельности *Газпрома* в целом сформированы на основании принципов составления сводной бухгалтерской отчетности *Группы Газпром*. При этом ряд показателей деятельности ОАО «Газпром», его дочерних обществ приводятся на основе управленческой отчетности. В связи с различиями в методологии подготовки сводной и ведения управленческой отчетности показатели, рассчитанные по данным методикам, могут быть несопоставимы.

Приведенные данные в тоннах условного топлива и баррелях нефтяного эквивалента получены расчетным путем по указанным коэффициентам пересчета. *Группа* осуществляет управленческий учет в метрических единицах измерения.

Финансовые показатели *Группы* приводятся в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью *Группы Газпром*, подготовленной согласно требованиям российского законодательства. Валютой сводной бухгалтерской отчетности *Группы Газпром* является российский рубль. Приведенные данные в долларах и евро получены расчетным путем по указанным обменным курсам и не являются данными финансовой отчетности *Группы*.

ГАЗПРОМ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ И МИРА

	За период и по состоянию на конец года				
	2006	2007	2008	2009	2010
Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности					
Запасы газа*	16,8 %	16,5 %	18,0 %	18,0 %	17,6 %
Добыча газа*	18,1 %	17,4 %	16,7 %	14,5 %	14,8 %
Мировая торговля газом*	27,1 %	27,0 %	25,4 %	22,1 %	20,1 %
Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России					
Контролируемые российские запасы газа	62,4 %	62,1 %	68,9 %	69,8 %	68,7 %
Добыча газа**	84,7 %	83,9 %	82,7 %	79,2 %	78,1 %
Добыча нефти и газового конденсата**	9,4 %	9,2 %	8,8 %	8,4 %	8,6 %
Переработка природного газа и ПНГ**	76,9 %	70,2 %	59,1 %	47,6 %	49,9 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	14,0 %	14,1 %	14,5 %	15,5 %	16,5 %
Выработка электроэнергии**	–	3,1 %	10,5 %	13,9 %	16,9 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов, тыс. км	**156,9**	**158,2**	**159,5**	**160,4**	**161,7**

* Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу «CEDIGAZ» и ОАО «Газпром». Данные международной статистики по добыче и мировой торговле приведены к российским стандартным условиям с применением коэффициента 1,07.

** Рассчитано на основе данных Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК» и ОАО «Газпром».

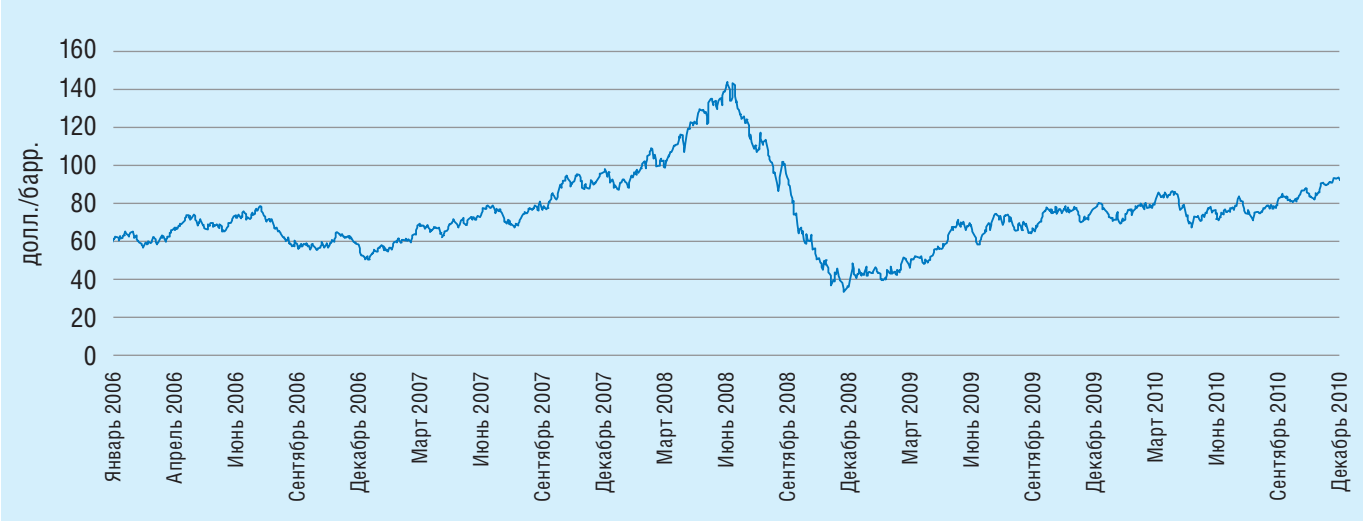
МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Показатель*	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2006	2007	2008	2009	2010
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	9,0 %	11,9 %	13,3 %	8,8 %	8,8 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	10,4 %	25,1 %	-7,0 %	13,9 %	16,7 %
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	9,6 %	7,0 %	-12,7 %	-6,0 %	-3,0 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	16,7 %	15,0 %	-1,1 %	-0,4 %	4,0 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	27,18	25,57	24,81	31,68	30,36
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	26,33	24,55	29,38	30,24	30,48
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-1,7 %	-3,0 %	-5,6 %	-13,4 %	7,4 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	5,6 %	5,8 %	5,0 %	-6,5 %	14,5 %
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	34,11	35,01	36,41	44,13	40,27
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	34,70	35,93	41,44	43,39	40,33
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	58,93	96,02	36,55	77,67	92,54
Цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	55,26	93,09	35,89	77,00	90,27
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	65,14	72,39	97,28	61,67	79,50
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	61,28	69,28	94,82	61,18	78,28

* Экономические показатели и обменные курсы представлены по данным Центрального банка России и Росстата.

** По данным агентства Platts.

Изменение мировых цен на нефть (Brent)



Источник: агентство Platts. Котировки закрытия Brent (Dated).

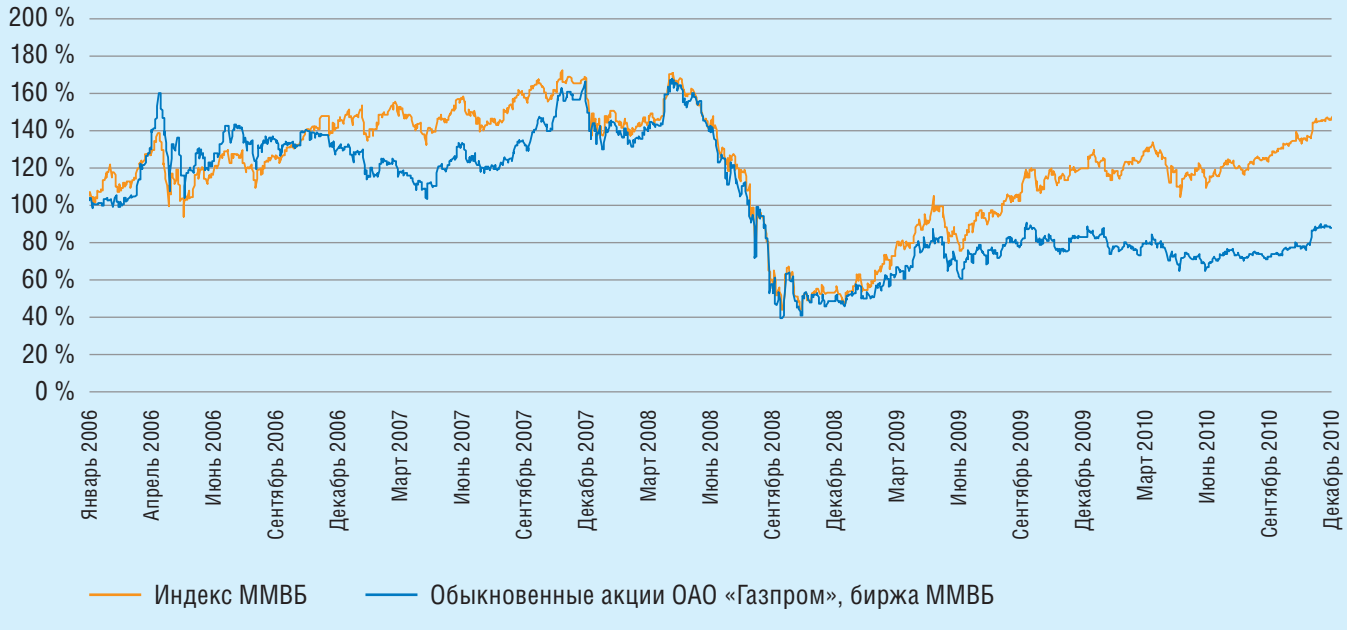
РЫНОЧНЫЕ ИНДИКАТОРЫ

	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2006	2007	2008	2009	2010
Цена за акцию на ММВБ						
на конец года	руб.	302,89	342,88	108,60	183,21	193,62
минимальная за год	руб.	216,00	227,99	86,60	101,91	142,84
максимальная за год	руб.	350,25	357,20	367,40	200,16	197,34
Цена за АДР на ЛФБ						
на конец года	долл.	46,00	56,70	14,25	25,50	25,25
минимальная за год	долл.	29,48	35,40	11,91	12,26	18,06
максимальная за год	долл.	52,64	58,50	62,50	27,30	26,64
Количество выпущенных обыкновенных акций, на конец года	млн шт.	23 674	23 674	23 674	23 674	23 674
Количество обыкновенных акций в обращении, на конец года	млн шт.	22 988	23 608	23 644	22 950	22 951
Казначейские акции, на конец года	млн шт.	686	66	30	724	723
Рыночная капитализация, на конец года*	млрд долл.	272,0	330,9	86,0	144,5	150,9
изменение к прошлому году	%	69,7 %	21,7 %	-74,0 %	68,0 %	4,4 %
Индекс ММВБ	пункты	1 693	1 889	620	1 370	1 688
изменение к прошлому году	%	67,5 %	11,6 %	-67,2 %	121,0 %	23,2 %
Индекс РТС	пункты	1 922	2 291	632	1 445	1 770
изменение к прошлому году	%	70,7 %	19,2 %	-72,4 %	128,6 %	22,5 %
Среднедневной объем ММВБ	млн акций	49,2	47,8	67,2	85,2	56,4
Среднедневной объем ЛФБ	млн АДР	4,4	7,2	16,9	12,6	13,7
Дивиденды на обыкновенную акцию**	руб.	2,54	2,66	0,36	2,39	3,85
Структура акционерного капитала						
Доля, контролируемая Российской Федерацией, в т. ч.:	%	50,002 %	50,002 %	50,002 %	50,002 %	50,002 %
Федеральное агентство по управлению государственным имуществом	%	38,373 %	38,373 %	38,373 %	38,373 %	38,373 %
ОАО «Роснефтегаз»	%	10,740 %	10,740 %	10,740 %	10,740 %	10,740 %
ОАО «Росгазификация»	%	0,889 %	0,889 %	0,889 %	0,889 %	0,889 %
Депозитарий по программе АДР ОАО «Газпром» BNYM	%	13,200 %	21,020 %	22,150 %	24,350 %	27,570 %
Другие	%	36,798 %	28,978 %	27,848 %	25,648 %	22,428 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

* Рыночная капитализация рассчитана по котировкам ММВБ, конвертирована в доллары.

** За 2010 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

Сравнение динамики цены обыкновенных акций ОАО «Газпром» на ММВБ с индексом ММВБ



ЗАПАСЫ

ОСНОВНЫЕ РАЗЛИЧИЯ В ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ И РОССИЙСКИМ СТАНДАРТАМ

Оценка запасов углеводородов *Газпрома* осуществляется в соответствии с российской системой классификации запасов и международными методиками, разработанными в рамках «Системы управления углеводородными ресурсами» (Petroleum Resources Management System) – стандартами PRMS. Система PRMS, являющаяся новым международным стандартом оценки запасов, заменила в 2007 г. определения SPE, вышедшие в 1997 г.

Российская система классификации запасов существенно отличается от международных стандартов, в первую очередь, в отношении учета экономико-коммерческих факторов при подсчете запасов.

РОССИЙСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ

Российская классификация запасов базируется исключительно на анализе геологических показателей и учитывает фактическое наличие углеводородов в геологических формациях или вероятность такого фактического наличия. Разведанные запасы представлены категориями А, В и C_1, предварительно оцененные запасы – категорией C_2, перспективные ресурсы – категорией C_3 и прогнозные ресурсы – категориями D_1 и D_2.

Согласно российской классификации разведанные запасы газа категорий А, В и C_1 считаются полностью извлекаемыми. Для запасов нефти и газового конденсата предусмотрен коэффициент извлечения, рассчитанный на основе геолого-технологических факторов.

Запасы категории А рассчитываются для части разбуренной залежи в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа. Они представляют собой запасы, проанализированные в существенных деталях.

Запасы категории В представляют запасы части залежи, содержание нефти или газа в которой было определено на основании полученных промышленных притоков в скважинах на различных гипсометрических отметках. Основные характеристики и особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки.

Запасы категории C_1 представляют запасы залежи, для которой было определено содержание нефти или газа на основе промышленных притоков нефти или газа в скважинах и положительных результатов геолого-разведочных работ на неопробованных скважинах. Запасы категории C_1 рассчитываются на основе результатов бурения и геофизических исследований скважин, которые должны быть изучены в деталях для подготовки проекта по опытно-промышленной эксплуатации газовых месторождений или технологической схемы разработки нефтяных месторождений.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ PRMS

Международные стандарты PRMS при оценке извлекаемых запасов учитывают не только наличие углеводородов в данной геологической формации, но и промышленную целесообразность извлечения запасов. Во внимание принимаются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, добычу, транспортировку, налоги, текущие цены на углеводороды и прочие факторы, которые влияют на экономическую жизнеспособность данного месторождения.

В соответствии с международными стандартами PRMS запасы классифицируются как доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы представляют собой запасы, о наличии которых получено подтверждение с высокой степенью уверенности посредством анализа истории разработки и/или анализа объемного метода на основе геологических и инженерных данных. Доказанные запасы имеют более чем 90%-ную вероятность добычи, основаны на доступных свидетельствах и учитывают технические и экономические факторы.

Вероятные запасы представляют собой запасы, наличие в которых углеводородов в геологической структуре определяется с меньшей степенью определенности, поскольку меньшее количество скважин было пробурено и/или некоторые эксплуатационные тесты не были проведены. Вероятные запасы имеют более чем 50%-ную вероятность добычи, основаны на доступных свидетельствах и учитывают технические и экономические факторы.

Оценка доказанных и вероятных запасов природного газа, безусловно, сопряжена с наличием многочисленных неопределенностей. Точность какой-либо оценки запасов зависит от качества доступной информации, инженерных и геологических трактовок. С учетом результатов бурения, тестирования и добычи после даты проведения аудита, запасы могут быть в значительной степени пересчитаны в меньшую или большую стороны. Изменения цен на природный газ, газовый конденсат и нефть могут также воздействовать на оценку доказанных и вероятных запасов, а также на будущую чистую выручку и настоящую чистую стоимость, поскольку запасы оцениваются на основе цен и издержек на дату проведения аудита.

РАЗЛИЧИЯ МЕЖДУ СТАНДАРТАМИ PRMS И СТАНДАРТАМИ КОМИССИИ США ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ (СТАНДАРТЫ SEC)

- *Достоверность наличия*. Согласно стандартам PRMS неразрабатываемые запасы, находящиеся на расстоянии более одного стандартно определенного расстояния между скважинами от действующей промышленно добывающей скважины, могут быть классифицированы как доказанные, если есть «целесообразная уверенность» в том, что они существуют. Согласно положениям SEC должно быть «продемонстрировано с уверенностью», что запасы есть, прежде чем они могут попасть в категорию доказанных.
- *Срок действия лицензии*. Согласно стандартам PRMS доказанные запасы прогнозируются на срок рентабельной разработки месторождения. Согласно стандартам SEC запасы нефти и газа не могут быть классифицированы как доказанные, если они будут извлечены после окончания срока действия лицензии, за исключением случаев, когда владелец лицензии имеет право возобновить ее действие, подтверждаемое показательными историческими фактами такого возобновления лицензий. Федеральным законом «О недрах» предусмотрено, что владелец лицензии может подать запрос на продление существующей лицензии, если после окончания первоначального срока ее действия сохраняются извлекаемые запасы, в том случае, если владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

Газпром готовит и предоставляет на утверждение государственным органам проекты разработки месторождений на основании срока рентабельной разработки месторождения даже в тех случаях, когда срок рентабельной разработки превышает первоначальный срок действия лицензии. *Газпром* соблюдает все основные условия лицензионного соглашения и имеет право продлить сроки существующих лицензий на полный срок рентабельной разработки месторождений после окончания первоначального срока действия этих лицензий. Тем не менее отсутствие безусловного юридического права на возобновление лицензий и существенного числа показательных исторических подтверждений таких возобновлений не позволяет с должной уверенностью заключить, что извлекаемые запасы, которые *Газпром* планирует разрабатывать после истечения текущего срока лицензии, могут быть отнесены к категории «доказанные» запасы по стандартам SEC. Эксперты SEC не предоставили четких указаний по поводу того, могут ли в данных обстоятельствах эти извлекаемые запасы рассматриваться как доказанные в соответствии со стандартами SEC.

ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Газ, млрд м³					**Газ, млн т у. т.**					**Газ, млн барр. н. э.**				
Всего $A+B+C_1$	29 854,2	29 785,4	33 123,2	33 578,4	33 052,3	34 451,7	34 372,4	38 224,2	38 749,5	38 142,4	175 841,2	175 436,0	195 095,6	197 776,8	194 678,0
из них $A+B+C_1$, прошедшие оценку, %	93 %	95 %	88 %	89 %	93 %	93 %	95 %	88 %	89 %	93 %	93 %	95 %	88 %	89 %	93 %
Доказанные	18 187,6	18 286,5	18 187,8	18 609,9	18 991,3	20 988,5	21 102,6	20 988,7	21 475,8	21 915,9	107 125,0	107 707,5	107 126,1	109 612,3	111 858,8
Вероятные	2 580,0	2 551,5	3 088,2	3 338,1	3 529,0	2 977,3	2 944,5	3 563,8	3 852,2	4 072,5	15 196,2	15 028,3	18 189,5	19 661,4	20 785,8
Доказанные и вероятные	20 767,6	20 838,0	21 276,0	21 948,0	22 520,3	23 965,8	24 047,1	24 552,5	25 328,0	25 988,4	122 321,2	122 735,8	125 315,6	129 273,7	132 644,6
	Газовый конденсат, млн т					**Газовый конденсат, млн т у. т.**					**Газовый конденсат, млн барр. н. э.**				
Всего $A+B+C_1$	1 217,0	1 212,5	1 287,1	1 325,1	1 284,8	1 740,3	1 733,9	1 840,6	1 894,9	1 837,3	9 955,1	9 918,3	10 528,5	10 839,3	10 509,7
из них $A+B+C_1$, прошедшие оценку, %	90 %	90 %	85 %	82 %	86 %	90 %	90 %	85 %	82 %	86 %	90 %	90 %	85 %	82 %	86 %
Доказанные	528,9	568,9	587,9	586,0	572,1	756,3	813,5	840,7	838,0	818,1	4 326,4	4 653,6	4 809,0	4 793,5	4 679,8
Вероятные	130,1	117,2	141,9	141,2	147,2	186,1	167,6	202,9	201,9	210,5	1 064,2	958,7	1 160,8	1 155,0	1 204,1
Доказанные и вероятные	659,0	686,1	729,8	727,2	719,3	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9	1 028,6	5 390,6	5 612,3	5 969,8	5 948,5	5 883,9
	Нефть, млн т					**Нефть, млн т у. т.**					**Нефть, млн барр. н. э.**				
Всего $A+B+C_1$	1 386,9	1 509,9	1 601,7	1 785,0	1 732,9	1 983,3	2 159,2	2 290,4	2 552,6	2 478,0	10 166,0	11 067,6	11 740,5	13 084,1	12 702,2
из них $A+B+C_1$, прошедшие оценку, %	93 %	93 %	92 %	85 %	90 %	93 %	93 %	92 %	85 %	90 %	93 %	93 %	92 %	85 %	90 %
Доказанные	688,9	727,0	713,2	718,5	717,4	985,1	1 039,6	1 019,9	1 027,4	1 025,9	5 049,6	5 328,9	5 227,8	5 266,6	5 258,5
Вероятные	377,6	405,5	565,0	435,5	464,5	540,0	579,9	807,9	622,8	664,2	2 767,8	2 972,3	4 141,4	3 192,2	3 404,8
Доказанные и вероятные	1 066,5	1 132,5	1 278,2	1 154,0	1 181,9	1 525,1	1 619,5	1 827,8	1 650,2	1 690,1	7 817,4	8 301,2	9 369,2	8 458,8	8 663,3
						Всего запасы, млн т у. т.					**Всего запасы, млн барр. н. э.**				
Всего $A+B+C_1$	x	x	x	x	x	38 175,3	38 265,5	42 355,2	43 197,0	42 457,7	195 962,3	196 421,9	217 364,6	221 700,2	217 889,9
из них $A+B+C_1$, прошедшие оценку, %	x	x	x	x	x	93 %	95 %	88 %	88 %	92 %	93 %	95 %	88 %	88 %	92 %
Доказанные	x	x	x	x	x	22 729,9	22 955,7	22 849,3	23 341,2	23 759,9	116 501,0	117 690,0	117 162,9	119 672,4	121 797,1
Вероятные	x	x	x	x	x	3 703,4	3 692,0	4 574,6	4 676,9	4 947,2	19 028,2	18 959,3	23 491,7	24 008,6	25 394,7
Доказанные и вероятные	x	x	x	x	x	26 433,3	26 647,7	27 423,9	28 018,1	28 707,1	135 529,2	136 649,3	140 654,6	143 681,0	147 191,8
	Стоимость доказанных и вероятных запасов*, млрд долл.														
Текущая приведенная стоимость	208,6	230,3	230,1	241,4	269,6	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

* Расчет стоимости приведен по состоянию на каждый завершенный период. В расчет включена оценка стоимости запасов серы и гелия.

ЗАПАСЫ ГАЗА ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Газ, млрд м³					Газ, млн т у. т.					Газ, млн барр. н. э.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	17 902,5	17 319,5	17 196,8	17 645,5	18 029,4	20 659,5	19 986,7	19 845,1	20 362,9	20 805,9	105 445,7	102 011,9	101 289,2	103 932,0	106 193,2
Вероятные	2 572,4	2 539,4	2 908,8	3 255,2	3 420,6	2 968,5	2 930,5	3 356,8	3 756,5	3 947,4	15 151,5	14 957,1	17 132,8	19 173,1	20 147,3
Доказанные и вероятные	20 474,9	19 858,9	20 105,6	20 900,7	21 450,0	23 628,0	22 917,2	23 201,9	24 119,4	24 753,3	120 597,2	116 969,0	118 422,0	123 105,1	126 340,5
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	Доля принадлежащих *Группе* обыкновенных акций														
	75,68 %	75,68 %	75,68 %	95,68 %	95,68 %										
Доказанные**	29,5	20,6	73,2	80,7	118,9	34,0	23,8	84,5	93,1	137,2	173,8	121,3	431,1	475,3	700,4
Вероятные**	3,6	1,8	169,1	72,6	98,1	4,2	2,1	195,1	83,8	113,2	21,2	10,6	996,0	427,6	577,8
Доказанные и вероятные**	33,1	22,4	242,3	153,3	217,0	38,2	25,9	279,6	176,9	250,4	195,0	131,9	1 427,1	902,9	1 278,2
ЗАО «Пургаз»	Доля принадлежащих *Группе* обыкновенных акций														
	51 %	51 %	51 %	51 %	51 %										
Доказанные	255,6	233,1	217,9	206,4	191,3	295,0	269,0	251,5	238,2	220,8	1 505,5	1 373,0	1 283,4	1 215,7	1 126,7
Вероятные	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	4,6	4,5	4,5	4,5	4,5	23,5	22,9	23,0	23,0	23,0
Доказанные и вероятные	259,6	237,0	221,8	210,3	195,2	299,6	273,5	256,0	242,7	225,3	1 529,0	1 395,9	1 306,4	1 238,7	1 149,7
ОАО «Севернефтегазпром» * **	Доля принадлежащих *Группе* обыкновенных акций														
	100 %	65 %	65 %	50,001 %	50,001 %										
Доказанные	–	713,3	699,9	677,3	651,7	–	823,1	807,6	781,6	752,0	–	4 201,3	4 122,4	3 989,3	3 838,5
Вероятные	–	6,4	6,4	6,4	6,4	–	7,4	7,4	7,4	7,4	–	37,7	37,7	37,7	37,7
Доказанные и вероятные	–	719,7	706,3	683,7	658,1	–	830,5	815,0	789,0	759,4	–	4 239,0	4 160,1	4 027,0	3 876,2
Всего															
Доказанные	18 187,6	18 286,5	18 187,8	18 609,9	18 991,3	20 988,5	21 102,6	20 988,7	21 475,8	21 915,9	107 125,0	107 707,5	107 126,1	109 612,3	111 858,8
Вероятные	2 580,0	2 551,5	3 088,2	3 338,1	3 529,0	2 977,3	2 944,5	3 563,8	3 852,2	4 072,5	15 196,2	15 028,3	18 189,5	19 661,4	20 785,8
Доказанные и вероятные	20 767,6	20 838,0	21 276,0	21 948,0	22 520,3	23 965,8	24 047,1	24 552,5	25 328,0	25 988,4	122 321,2	122 735,8	125 315,6	129 273,7	132 644,6

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** По состоянию на конец 2006 и 2007 гг. приведены запасы товарного газа, начиная с оценки по состоянию на конец 2008 г. – запасы газа сепарации.

*** Запасы на конец 2006 г. учтены в составе показателей ОАО «Газпром» и его основных дочерних обществ со 100%-ным участием.

ЗАПАСЫ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Газовый конденсат, млн т					Газовый конденсат, млн т у. т.					Газовый конденсат, млн барр. н. э.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	528,9	568,9	587,9	586,0	572,1	756,3	813,5	840,7	838,0	818,1	4 326,4	4 653,6	4 809,0	4 793,5	4 679,8
Вероятные	130,1	117,2	141,9	141,2	147,2	186,1	167,6	202,9	201,9	210,5	1 064,2	958,7	1 160,8	1 155,0	1 204,1
Доказанные и вероятные	659,0	686,1	729,8	727,2	719,3	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9	1 028,6	5 390,6	5 612,3	5 969,8	5 948,5	5 883,9
Всего															
Доказанные	528,9	568,9	587,9	586,0	572,1	756,3	813,5	840,7	838,0	818,1	4 326,4	4 653,6	4 809,0	4 793,5	4 679,8
Вероятные	130,1	117,2	141,9	141,2	147,2	186,1	167,6	202,9	201,9	210,5	1 064,2	958,7	1 160,8	1 155,0	1 204,1
Доказанные и вероятные	659,0	686,1	729,8	727,2	719,3	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9	1 028,6	5 390,6	5 612,3	5 969,8	5 948,5	5 883,9

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

ЗАПАСЫ НЕФТИ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Нефть, млн т					Нефть, млн т у. т.					Нефть, млн барр. н. э.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	87,1	76,9	97,6	93,0	82,9	124,6	110,0	139,6	133,0	118,6	638,4	563,7	715,4	681,7	607,7
Вероятные	203,8	210,0	185,7	159,8	179,1	291,4	300,3	265,5	228,5	256,1	1 493,9	1 539,3	1 361,2	1 171,3	1 312,8
Доказанные и вероятные	290,9	286,9	283,3	252,8	262,0	416,0	410,3	405,1	361,5	374,7	2 132,3	2 103,0	2 076,6	1 853,0	1 920,5
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества**	Доля принадлежащих *Группе* обыкновенных акций														
	75,68 %	75,68 %	75,68 %	95,68 %	95,68 %										
Доказанные	601,8	650,1	615,6	625,5	634,5	860,5	929,6	880,3	894,4	907,3	4 411,2	4 765,2	4 512,3	4 584,9	4 650,9
Вероятные	173,8	195,5	379,3	275,7	285,4	248,6	279,6	542,4	394,3	408,1	1 273,9	1 433,0	2 780,3	2 020,9	2 092,0
Доказанные и вероятные	775,6	845,6	994,9	901,2	919,9	1 109,1	1 209,2	1 422,7	1 288,7	1 315,4	5 685,1	6 198,2	7 292,6	6 605,8	6 742,9
Всего															
Доказанные	688,9	727,0	713,2	718,5	717,4	985,1	1 039,6	1 019,9	1 027,4	1 025,9	5 049,6	5 328,9	5 227,7	5 266,6	5 258,5
Вероятные	377,6	405,5	565,0	435,5	464,5	540,0	579,9	807,9	622,8	664,2	2 767,8	2 972,3	4 141,5	3 192,2	3 404,8
Доказанные и вероятные	1 066,5	1 132,5	1 278,2	1 154,0	1 181,9	1 525,1	1 619,5	1 827,8	1 650,2	1 690,1	7 817,4	8 301,2	9 369,2	8 458,8	8 663,3

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** На конец 2009 г. без учета запасов ОАО «НК «Магма».

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КАТЕГОРИЙ A+B+C$_1$ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПО РЕГИОНАМ

Регион	По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря					По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Газ, млрд м^3					Газ, млн т у. т.					Газ, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	21 937,3	21 514,1	24 265,2	24 390,6	23 566,8	25 315,6	24 827,3	28 002,1	28 146,8	27 196,1	129 210,7	126 718,0	142 922,0	143 660,6	138 808,4
Северо-Западный ФО	93,2	93,3	92,2	90,4	89,3	107,6	107,7	106,4	104,3	103,1	548,9	549,5	543,1	532,5	526,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 594,8	2 581,8	2 569,0	2 560,7	2 545,4	2 994,4	2 979,4	2 964,6	2 955,1	2 937,4	15 283,4	15 206,8	15 131,4	15 082,5	14 992,4
Приволжский ФО	810,6	792,8	774,7	758,5	751,3	935,4	914,9	894,0	875,3	867,0	4 774,4	4 669,6	4 563,0	4 467,6	4 425,2
Сибирский ФО	295,0	275,5	291,7	284,7	308,3	340,4	317,9	336,6	328,5	355,8	1 737,6	1 622,7	1 718,1	1 676,9	1 815,9
Дальневосточный ФО	8,8	22,0	401,7	402,2	456,6	10,2	25,4	463,6	464,1	526,9	51,8	129,6	2 366,0	2 369,0	2 689,4
Шельф	4 114,5	4 505,9	4 728,7	5 091,3	5 334,6	4 748,1	5 199,8	5 456,9	5 875,4	6 156,1	24 234,4	26 539,8	27 852,0	29 987,7	31 420,7
Всего	**29 854,2**	**29 785,4**	**33 123,2**	**33 578,4**	**33 052,3**	**34 451,7**	**34 372,4**	**38 224,2**	**38 749,5**	**38 142,4**	**175 841,2**	**175 436,0**	**195 095,6**	**197 776,8**	**194 678,0**
	Газовый конденсат, млн т					Газовый конденсат, млн т у. т.					Газовый конденсат, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	689,7	690,2	760,4	770,9	724,0	986,3	987,0	1 087,4	1 102,3	1 035,3	5 641,8	5 645,9	6 220,1	6 305,9	5 922,4
Северо-Западный ФО	21,3	21,3	21,2	20,9	20,8	30,5	30,5	30,3	29,9	29,7	174,2	174,2	173,4	171,0	170,1
Южный и Северо-Кавказский ФО	392,4	389,2	386,0	383,5	380,6	561,1	556,6	552,0	548,4	544,3	3 209,9	3 183,7	3 157,5	3 137,0	3 113,4
Приволжский ФО	58,7	58,0	57,5	57,2	57,4	83,9	82,9	82,3	81,8	82,1	480,2	474,5	470,4	467,9	469,5
Сибирский ФО	26,3	21,8	22,6	21,1	21,2	37,6	31,2	32,3	30,2	30,3	215,1	178,3	184,9	172,6	173,4
Дальневосточный ФО	0,1	0,1	5,8	6,0	6,9	0,1	0,1	8,3	8,6	9,9	0,8	0,8	47,4	49,1	56,4
Шельф	28,5	31,9	33,6	65,5	73,9	40,8	45,6	48,0	93,7	105,7	233,1	260,9	274,8	535,8	604,5
Всего	**1 217,0**	**1 212,5**	**1 287,1**	**1 325,1**	**1 284,8**	**1 740,3**	**1 733,9**	**1 840,6**	**1 894,9**	**1 837,3**	**9 955,1**	**9 918,3**	**10 528,5**	**10 839,3**	**10 509,7**
	Нефть, млн т					Нефть, млн т у. т					Нефть, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	1 146,0	1 261,1	1 303,1	1 461,6	1 400,1	1 638,8	1 803,4	1 863,4	2 090,0	2 002,1	8 400,2	9 243,9	9 551,8	10 713,6	10 262,8
Северо-Западный ФО	13,5	14,2	15,7	16,9	17,3	19,3	20,3	22,5	24,2	24,7	99,0	104,1	115,1	123,9	126,8
Южный и Северо-Кавказский ФО	4,5	5,4	8,8	9,7	10,6	6,4	7,7	12,6	13,9	15,2	33,0	39,6	64,5	71,1	77,7
Приволжский ФО	134,3	133,9	133,3	145,1	144,5	192,0	191,5	190,6	207,5	206,6	984,4	981,5	977,1	1 063,6	1 059,2
Сибирский ФО	38,5	44,6	47,6	58,3	61,9	55,1	63,8	68,0	83,4	88,5	282,2	326,9	348,9	427,3	453,7
Дальневосточный ФО	2,7	3,3	45,8	46,0	51,1	3,9	4,7	65,5	65,8	73,1	19,8	24,2	335,7	337,2	374,6
Шельф	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	347,4	347,4	347,4	347,4	347,4
Всего	**1 386,9**	**1 509,9**	**1 601,7**	**1 785,0**	**1 732,9**	**1 983,3**	**2 159,2**	**2 290,4**	**2 552,6**	**2 478,0**	**10 166,0**	**11 067,6**	**11 740,5**	**13 084,1**	**12 702,2**
						Всего запасы, млн т у. т.					Всего запасы, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	x	x	x	x	x	27 940,7	27 617,7	30 952,9	31 339,1	30 233,5	143 252,7	141 607,8	158 693,9	160 680,1	154 993,6
Северо-Западный ФО	x	x	x	x	x	157,4	158,5	159,2	158,4	157,5	822,1	827,8	831,6	827,4	822,9
Южный и Северо-Кавказский ФО	x	x	x	x	x	3 561,9	3 543,7	3 529,2	3 517,4	3 496,9	18 526,3	18 430,1	18 353,4	18 290,6	18 183,5
Приволжский ФО	x	x	x	x	x	1 211,3	1 189,3	1 166,9	1 164,6	1 155,7	6 239,0	6 125,6	6 010,5	5 999,1	5 953,9
Сибирский ФО	x	x	x	x	x	433,1	412,9	436,9	442,1	474,6	2 234,9	2 127,9	2 251,9	2 276,8	2 443,0
Дальневосточный ФО	x	x	x	x	x	14,2	30,2	537,4	538,5	609,9	72,4	154,6	2 749,1	2 755,3	3 120,4
Шельф	x	x	x	x	x	4 856,7	5 313,2	5 572,7	6 036,9	6 329,6	24 814,9	27 148,1	28 474,2	30 870,9	32 372,6
Всего	**x**	**x**	**x**	**x**	**x**	**38 175,3**	**38 265,5**	**42 355,2**	**43 197,0**	**42 457,7**	**195 962,3**	**196 421,9**	**217 364,6**	**221 700,2**	**217 889,9**

ДВИЖЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ КАТЕГОРИЙ A+B+C$_1$ В РОССИИ

	Газ	Конденсат*	Нефть	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего
	млрд м^3	млн т	млн т	млн т у. т.				млн барр. н. э.			
Запасы на 31.12.2006	**29 854,2**	**1 217,0**	**1 386,9**	**34 451,7**	**1 740,3**	**1 983,3**	**38 175,3**	**175 841,2**	**9 955,1**	**10 166,0**	**195 962,3**
Прирост запасов за счет геологоразведки	592,1	9,7	19,9	683,3	13,9	28,5	725,7	3 487,5	79,3	145,9	3 712,7
Передача запасов, разведанных в 2007 г., в нераспределенный фонд недр России**	-149,7	-1,8	-0,2	-172,7	-2,6	-0,3	-175,6	-881,7	-14,7	-1,5	-897,9
Получение лицензий, в т. ч.:	53,1	0,3	28,0	61,3	0,4	40,0	101,7	312,7	2,5	205,2	520,4
по факту открытия***	19,3	0,3	15,0	22,3	0,4	21,5	44,2	113,6	2,5	109,9	226,0
по результатам аукционов или конкурсов	33,8	–	13,0	39,0	–	18,5	57,5	199,1	–	95,3	294,4
Сдача лицензий	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Приобретение активов	–	–	5,4	–	–	7,7	7,7	–	–	39,6	39,6
Выбытие активов	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Переоценка	-14,5	-4,5	103,9	-16,7	-6,4	148,6	125,5	-85,4	-36,8	761,6	639,4
Добыча (включая потери)	-549,8	-8,2	-34,0	-634,5	-11,7	-48,6	-694,8	-3 238,3	-67,1	-249,2	-3 554,6
Запасы на 31.12.2007	**29 785,4**	**1 212,5**	**1 509,9**	**34 372,4**	**1 733,9**	**2 159,2**	**38 265,5**	**175 436,0**	**9 918,3**	**11 067,6**	**196 421,9**
Прирост запасов за счет геологоразведки	583,4	6,9	54,1	673,2	9,9	77,4	760,5	3 436,2	56,4	396,6	3 889,2
Передача запасов, разведанных в 2008 г., в нераспределенный фонд недр России**	-25,0	-1,4	-3,1	–28,8	-2,0	-4,5	-35,3	-147,3	-11,5	-22,7	-181,5
Получение лицензий, в т. ч.:	3 326,6	77,7	67,9	3 838,9	111,1	97,1	4 047,1	19 593,7	635,6	497,7	20 727,0
по факту открытия***	17,2	0,9	–	19,8	1,3	–	21,1	101,4	7,4	–	108,8
по результатам аукционов или конкурсов	1,5	–	1,5	1,7	–	2,1	3,8	8,8	–	11,0	19,8
по решению Правительства России без проведения конкурса	3 307,9	76,8	66,4	3 817,4	109,8	95,0	4 022,2	19 483,5	628,2	486,7	20 598,4
Сдача лицензий	-0,2	–	-0,5	-0,2	–	-0,7	-0,9	-1,2	–	-3,7	–4,9
Приобретение активов	1,6	–	3,1	1,8	–	4,4	6,2	9,4	–	22,7	32,1
Выбытие активов	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Переоценка	1,9	-0,6	2,3	2,2	-0,9	3,3	4,6	11,2	-4,9	16,9	23,2
Добыча (включая потери)	-550,5	-8,0	-32,0	-635,3	-11,4	-45,8	-692,5	-3 242,4	-65,4	-234,6	-3 542,4
Запасы на 31.12.2008	**33 123,2**	**1 287,1**	**1 601,7**	**38 224,2**	**1 840,6**	**2 290,4**	**42 355,2**	**195 095,6**	**10 528,5**	**11 740,5**	**217 364,6**

	Газ	Конденсат*	Нефть	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего
	млрд м³	млн т	млн т	млн т у. т.				млн барр. н.э.			
Запасы на 31.12.2008	**33 123,2**	**1 287,1**	**1 601,7**	**38 224,2**	**1 840,6**	**2 290,4**	**42 355,2**	**195 095,6**	**10 528,5**	**11 740,5**	**217 364,6**
Прирост запасов за счет геологоразведки	468,8	38,55	57,5	541,0	55,1	82,2	678,3	2 761,2	315,3	421,5	3 498,0
Передача запасов, разведанных в 2009 г., в нераспределенный фонд недр России**	-41,2	-1,3	-5,85	-47,5	-1,9	-8,3	-57,7	-242,6	-10,6	-42,8	-296,0
Получение лицензий, в т. ч.:	1,6	0,05	2,5	1,8	0,1	3,6	5,5	9,4	0,4	18,3	28,1
по факту открытия***	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
по результатам аукционов или конкурсов	1,6	0,05	2,5	1,8	0,1	3,6	5,5	9,4	0,4	18,3	28,1
Сдача лицензий	-10,4	–	-0,05	-12,0	–	-0,1	-12,1	-61,2	–	-0,4	-61,6
Приобретение активов	580,8	65,1	107,1	670,2	93,1	153,2	916,5	3 420,9	532,5	785,0	4 738,4
Выбытие активов	-0,6	–	–	-0,7	–	–	-0,7	-3,5	–	–	-3,5
Переоценка	-81,8	-57,1	53,6	-94,4	-81,7	76,6	-99,5	-481,8	-467,1	392,9	-556,0
Добыча (включая потери)	-462,0	-7,3	-31,5	-533,1	-10,4	-45,0	-588,5	-2 721,2	-59,7	-230,9	-3 011,8
Запасы на 31.12.2009	**33 578,4**	**1 325,1**	**1 785,0**	**38 749,5**	**1 894,9**	**2 552,6**	**43 197,0**	**197 776,8**	**10 839,3**	**13 084,1**	**221 700,2**
Прирост запасов за счет геологоразведки	547,7	32,3	83,2	632,0	46,2	119,0	797,2	3 225,9	264,2	609,9	4 100,0
Передача запасов, разведанных в 2010 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-50,9	-0,4	1,5	-58,7	-0,6	2,1	-57,2	-299,8	-3,3	11,0	-292,1
Получение лицензий, в т. ч.:	120,0	4,4	0,6	138,5	6,3	0,8	145,6	706,8	36,0	4,4	747,2
по факту открытия***	65,9	3,7	0,6	76,1	5,3	0,8	82,2	388,2	30,3	4,4	422,9
по решению Правительства России без проведения конкурса	54,1	0,7	–	62,4	1,0	–	63,4	318,6	5,7	–	324,3
Сдача лицензий	-1,5	–	–	-1,7	–	–	-1,7	-8,8	–	–	-8,8
Приобретение активов	1,7	0,3	4,6	2,0	0,4	6,6	9,0	10,0	2,5	33,7	46,2
Выбытие активов	-627,2	-68,6	-101,1	-723,8	-98,1	-144,6	-966,5	-3 694,2	-561,1	-741,1	-4 996,4
Переоценка	-7,6	-0,2	-8,9	-8,8	-0,3	-12,7	-21,8	-44,8	-1,6	-65,2	-111,6
Добыча (включая потери)	-508,3	-8,1	-32,0	-586,6	-11,5	-45,8	-643,9	-2 993,9	-66,3	-234,6	-3 294,8
Запасы на 31.12.2010	**33 052,3**	**1 284,8**	**1 732,9**	**38 142,4**	**1 837,3**	**2 478,0**	**42 457,7**	**194 678,0**	**10 509,7**	**12 702,2**	**217 889,9**

* Изменение запасов конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C_{5+}). Объем добычи нестабильного газового конденсата *Группой Газпром* приведен в разделе Добыча.

** В соответствии с законодательством России недропользователь не имеет безусловного права на разработку запасов, обнаруженных им на участках лицензий с целью геологического изучения и за пределами лицензионных участков. Такие запасы передаются в нераспределенный фонд недр Российской Федерации. В дальнейшем недропользователь имеет преимущественное право на получение лицензии на их разработку.

*** Включает полученные лицензии на разработку запасов, разведанных *Группой* в предыдущие годы.

ЛИЦЕНЗИИ

ПЛОЩАДЬ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО РЕГИОНАМ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.

Тип лицензии*	Уральский ФО	Северо-Западный ФО	Южный и Северо-Кавказский ФО	Приволжский ФО	Сибирский ФО	Дальневосточный ФО	Шельф	Всего
	тыс. км^2							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	27,0	0,3	3,3	0,6	57,8	–	50,9	139,9
С целью разведки и добычи (НЭ)	68,6	0,7	8,5	2,7	6,7	8,5	10,4	106,1
С целью геологического изучения недр (НП)	25,5	4,1	1,4	5,2	17,5	–	–	53,7

* Категории лицензий в соответствии с российским законодательством.

ЛИЦЕНЗИИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ОСНОВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2010 Г.

Наименование месторождения (площади, участка)	Год начала добычи	Дочернее общество – держатель лицензии	Доля *Группы*	Тип месторождения*	Категория лицензии**	Год истечения срока лицензии***
Западная Сибирь (Уральский федеральный округ)						
Уренгойское	1978	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2013****
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2013****
Северо-Уренгойское	1987			Г	НЭ	2013
Песцовое	2004			НГК	НЭ	2019
Ямбургское	1991	ООО «Газпром добыча Ямбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Заполярное	2001			НГК	НЭ	2018
Тазовское	–			НГК	НР	2025
Северо-Парусовое	–			Г	НЭ	2027
Медвежье	1972	ООО «Газпром добыча Надым»	100 %	НГК	НЭ	2018
Ямсовейское	1997			ГК	НЭ	2018
Юбилейное	1992			НГК	НЭ	2018
Харасавэйское	–			ГК	НЭ	2019
Бованенковское	–			НГК	НЭ	2018
Новопортовское	–			НГК	НЭ	2019
Комсомольское	1993	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	100 %	Г	НЭ	2012
Еты-Пуровское	2004			Г	НЭ	2014
Западно-Таркосалинское	1996			НГК	НР	2018

Наименование месторождения (площади, участка)	Год начала добычи	Дочернее общество – держатель лицензии	Доля *Группы*	Тип месторождения*	Категория лицензии**	Год истечения срока лицензии***
Южно-Русское	2007	ОАО «Севернефтегазпром»	50,001 % (голосов)	НГК	НЭ	2043
Западно-Тамбейское	–	ОАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028
Крузенштернское	–			ГК	НЭ	2028
Малыгинское	–			ГК	НЭ	2028
Северо-Тамбейское	–			ГК	НЭ	2028
Тасийское	–			ГК	НЭ	2028
Антипаютинское	–			Г	НЭ	2028
Губкинское	1998	ЗАО «Пургаз»	51 %	НГК	НЭ	2014
Сугмутское	1995	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»*****	100 %	Н	НЭ	2050
Сутормининское и Северо-Карамовское	1982			НГК	НЭ	2038
Спорышевское	1996		100 %	Н	НЭ	2047
Приобское	1999	ООО «НК Сибнефть-Югра»*****	100 %	Н	НЭ	2038
Вынгапуровское	1982	ООО «Заполярнефть»*****	100 %	НГК	НЭ	2014
Юг России (Южный федеральный округ)						
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2019
Западно-Астраханское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НР	2024
Южный Урал (Приволжский федеральный округ)						
Оренбургское	1974	ООО «Газпром добыча Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный федеральный округ)						
Чаяндинское	–	ОАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028
Чиканское	–			ГК	НЭ	2028
Собинское	–	ООО «Газпром добыча Красноярск»	100 %	НГК	НР	2028
Российский шельф						
Штокмановское	–	ООО «Газпром нефть шельф»	100 %	ГК	НЭ	2043
Приразломное	–			Н	НЭ	2043
Каменномысское-море	–	ОАО «Газпром»		Г	НЭ	2026
Северо-Каменномысское	–			ГК	НЭ	2026
Долгинское	–			Н	НЭ	2025
Семаковское	–			Г	НЭ	2028
Киринское	–			ГК	НЭ	2028

* Тип в соответствии с действующей государственной классификацией России: НГК – нефтегазоконденсатное, НГ – нефтегазовое, ГК – газоконденсатное, Г – газовое, Н – нефтяное.

** В соответствии с российским законодательством существует несколько типов лицензий для изучения, геологоразведки и добычи природных ресурсов, в т. ч.: 1) лицензии на геологическое изучение (НП); 2) лицензии на разведку и добычу углеводородов (НЭ); 3) лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородов (НР). Сокращения приведены в соответствии с классификацией, определенной российским законодательством.

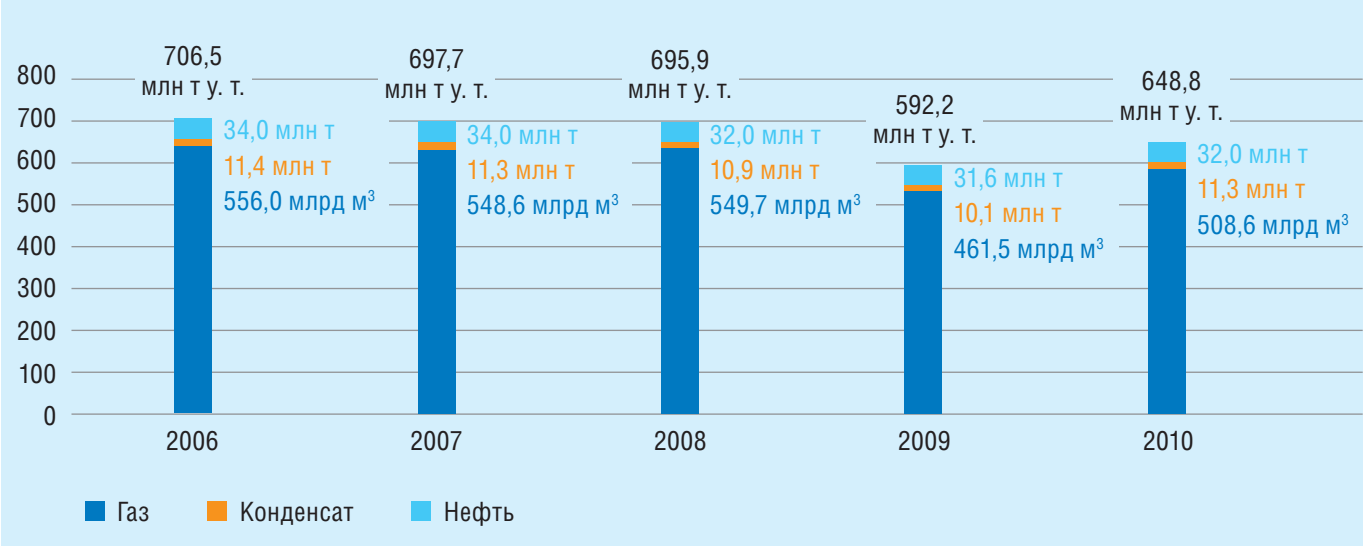
*** Основная часть лицензий на поиск, разведку и добычу углеводородов *Группы Газпром* была получена в 1993–1996 гг. в соответствии с Федеральным законом «О недрах». Срок действия части лицензий истекает в 2012–2014 гг. Поскольку держатели лицензий *Группы Газпром* выполняют основные условия лицензионных соглашений, они имеют право на продление действующих лицензий для завершения поиска или разработки месторождений. *Газпром* планирует продлевать свои лицензии на период до завершения рентабельной разработки месторождений.

**** Лицензия выдана на право пользования недрами Уренгойского НГКМ (включая Уренгойскую и Ен-Яхинскую площади).

***** Входит в *Группу Газпром нефть*.

ДОБЫЧА

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
Добыча газа	555,95	548,55	549,73	461,52	508,59	641,57	633,03	634,39	532,59	586,91	3 274,55	3 230,96	3 237,91	2 718,35	2 995,60
	млн т					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
Добыча газового конденсата	11,37	11,27	10,93	10,07	11,29	16,26	16,12	15,63	14,40	16,14	93,01	92,19	89,41	82,37	92,35
	млн т					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
Добыча нефти	34,02	33,98	32,05	31,62	32,01	48,65	48,59	45,83	45,22	45,77	249,37	249,07	234,93	231,77	234,63
						млн т у. т.					млн барр. н. э.				
Всего	x	x	x	x	x	**706,48**	**697,74**	**695,85**	**592,21**	**648,82**	**3 616,93**	**3 572,22**	**3 562,25**	**3 032,49**	**3 322,58**

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
I кв.	144,27	143,79	143,84	114,98	132,70	166,49	165,93	165,99	132,69	153,14	849,75	846,92	847,22	677,23	781,61
II кв.	129,94	128,61	130,7	84,91	107,69	149,95	148,42	150,83	97,99	124,27	765,35	757,51	769,82	500,12	634,29
III кв.	123,18	117,13	114,42	93,73	93,90	142,15	135,17	132,04	108,16	108,36	725,53	689,90	673,94	552,07	553,07
IV кв.	141,45	140,98	128,67	131,40	130,85	163,23	162,69	148,49	151,63	151,00	833,14	830,37	757,87	773,95	770,71
Всего за год	**538,84**	**530,51**	**517,63**	**425,02**	**465,14**	**621,82**	**612,21**	**597,35**	**490,47**	**536,77**	**3 173,77**	**3 124,70**	**3 048,85**	**2 503,37**	**2 739,68**
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества															
I кв.	0,54	0,41	0,52	0,56	0,62	0,62	0,47	0,60	0,65	0,72	3,18	2,42	3,06	3,30	3,65
II кв.	0,51	0,44	0,54	0,46	0,61	0,59	0,51	0,62	0,53	0,70	3,00	2,59	3,18	2,71	3,59
III кв.	0,46	0,44	0,50	0,46	0,57	0,53	0,51	0,58	0,53	0,66	2,71	2,59	2,95	2,71	3,36
IV кв.	0,56	0,48	0,60	0,60	1,15	0,65	0,55	0,69	0,69	1,32	3,30	2,83	3,53	3,53	6,78
Всего за год	**2,07**	**1,77**	**2,16**	**2,08**	**2,95**	**2,39**	**2,04**	**2,49**	**2,40**	**3,40**	**12,19**	**10,43**	**12,72**	**12,25**	**17,38**
ЗАО «Пургаз»															
I кв.	3,90	3,73	3,89	3,28	4,10	4,50	4,31	4,49	3,79	4,73	22,98	21,97	22,91	19,32	24,14
II кв.	3,63	3,50	3,64	2,63	3,50	4,19	4,04	4,20	3,03	4,03	21,38	20,62	21,44	15,49	20,62
III кв.	3,43	3,73	3,73	2,16	3,54	3,96	4,30	4,30	2,49	4,09	20,20	21,97	21,97	12,72	20,85
IV кв.	4,08	4,06	3,61	3,77	4,00	4,71	4,69	4,17	4,35	4,62	24,03	23,91	21,26	22,21	23,56
Всего за год	**15,04**	**15,02**	**14,87**	**11,84**	**15,14**	**17,36**	**17,34**	**17,16**	**13,66**	**17,47**	**88,59**	**88,47**	**87,58**	**69,74**	**89,17**

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
ОАО «Севернефтегазпром»															
I кв.	–	–	2,84	4,64	6,84	–	–	3,28	5,35	7,89	–	–	16,73	27,33	40,29
II кв.	–	–	3,23	4,91	5,88	–	–	3,73	5,67	6,79	–	–	19,02	28,92	34,63
III кв.	–	0,02	3,81	5,98	5,67	–	0,02	4,40	6,90	6,54	–	0,12	22,44	35,22	33,40
IV кв.	–	1,23	5,19	7,05	6,97	–	1,42	5,98	8,14	8,05	–	7,24	30,57	41,52	41,05
Всего за год	–	**1,25**	**15,07**	**22,58**	**25,36**	–	**1,44**	**17,39**	**26,06**	**29,27**	–	**7,36**	**88,76**	**132,99**	**149,37**
Всего добыча *Группы Газпром*															
I кв.	148,71	147,93	151,09	123,46	144,26	171,61	170,71	174,36	142,48	166,48	875,91	871,31	889,92	727,18	849,69
II кв.	134,08	132,55	138,11	92,91	117,68	154,73	152,97	159,38	107,22	135,79	789,73	780,72	813,46	547,24	693,13
III кв.	127,07	121,32	122,46	102,33	103,68	146,64	140,00	141,32	118,08	119,65	748,44	714,58	721,30	602,72	610,68
IV кв.	146,09	146,75	138,07	142,82	142,97	168,59	169,35	159,33	164,81	164,99	860,47	864,35	813,23	841,21	842,10
Всего за год	**555,95**	**548,55**	**549,73**	**461,52**	**508,59**	**641,57**	**633,03**	**634,39**	**532,59**	**586,91**	**3 274,55**	**3 230,96**	**3 237,91**	**2 718,35**	**2 995,60**

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	млн т					млн т у. т.					млн барр. н. э.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
I кв.	2,86	2,86	2,84	2,34	2,82	4,09	4,09	4,06	3,34	4,03	23,40	23,40	23,24	19,14	23,07
II кв.	2,84	2,80	2,69	2,51	2,78	4,06	4,00	3,85	3,59	3,98	23,23	22,90	22,00	20,53	22,74
III кв.	2,77	2,78	2,67	2,50	2,79	3,96	3,98	3,82	3,58	3,99	22,66	22,74	21,84	20,45	22,82
IV кв.	2,90	2,83	2,73	2,72	2,90	4,15	4,05	3,90	3,89	4,14	23,72	23,15	22,33	22,25	23,72
Всего за год	**11,37**	**11,27**	**10,93**	**10,07**	**11,29**	**16,26**	**16,12**	**15,63**	**14,40**	**16,14**	**93,01**	**92,19**	**89,41**	**82,37**	**92,35**
Всего добыча *Группы Газпром*															
I кв.	2,86	2,86	2,84	2,34	2,82	4,09	4,09	4,06	3,34	4,03	23,40	23,40	23,24	19,14	23,07
II кв.	2,84	2,80	2,69	2,51	2,78	4,06	4,00	3,85	3,59	3,98	23,23	22,90	22,00	20,53	22,74
III кв.	2,77	2,78	2,67	2,50	2,79	3,96	3,98	3,82	3,58	3,99	22,66	22,74	21,84	20,45	22,82
IV кв.	2,90	2,83	2,73	2,72	2,90	4,15	4,05	3,90	3,89	4,14	23,72	23,15	22,33	22,25	23,72
Всего за год	**11,37**	**11,27**	**10,93**	**10,07**	**11,29**	**16,26**	**16,12**	**15,63**	**14,40**	**16,14**	**93,01**	**92,19**	**89,41**	**82,37**	**92,35**

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	млн т					млн т у. т.					млн барр. н. з.				
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
I кв.	0,33	0,35	0,34	0,32	0,46	0,47	0,51	0,49	0,46	0,66	2,41	2,57	2,49	2,34	3,37
II кв.	0,32	0,31	0,30	0,36	0,46	0,46	0,44	0,43	0,52	0,66	2,35	2,27	2,20	2,64	3,37
III кв.	0,32	0,33	0,31	0,43	0,47	0,46	0,47	0,44	0,61	0,67	2,35	2,42	2,27	3,15	3,45
IV кв.	0,33	0,33	0,32	0,44	0,46	0,47	0,47	0,46	0,63	0,66	2,42	2,42	2,35	3,23	3,37
Всего за год	**1,30**	**1,32**	**1,27**	**1,55**	**1,85**	**1,86**	**1,89**	**1,82**	**2,22**	**2,65**	**9,53**	**9,68**	**9,31**	**11,36**	**13,56**
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества															
I кв.	7,85	8,18	7,84	7,26	7,34	11,23	11,70	11,21	10,39	10,50	57,54	59,95	57,47	53,21	53,80
II кв.	8,27	8,17	7,71	7,42	7,54	11,83	11,68	11,03	10,61	10,78	60,62	59,89	56,51	54,39	55,27
III кв.	8,24	8,15	7,71	7,73	7,72	11,78	11,65	11,02	11,05	11,03	60,40	59,74	56,51	56,66	56,59
IV кв.	8,36	8,16	7,52	7,66	7,56	11,95	11,67	10,75	10,95	10,81	61,28	59,81	55,13	56,15	55,41
Всего за год	**32,72**	**32,66**	**30,78**	**30,07**	**30,16**	**46,79**	**46,70**	**44,01**	**43,00**	**43,12**	**239,84**	**239,39**	**225,62**	**220,41**	**221,07**
Всего добыча *Группы Газпром*															
I кв.	8,18	8,53	8,18	7,58	7,80	11,70	12,21	11,70	10,85	11,16	59,95	62,52	59,96	55,55	57,17
II кв.	8,59	8,48	8,01	7,78	8,00	12,29	12,12	11,46	11,13	11,44	62,97	62,16	58,71	57,03	58,64
III кв.	8,56	8,48	8,02	8,16	8,19	12,24	12,12	11,46	11,66	11,70	62,75	62,16	58,78	59,81	60,04
IV кв.	8,69	8,49	7,84	8,10	8,02	12,42	12,14	11,21	11,58	11,47	63,70	62,23	57,48	59,38	58,78
Всего за год	**34,02**	**33,98**	**32,05**	**31,62**	**32,01**	**48,65**	**48,59**	**45,83**	**45,22**	**45,77**	**249,37**	**249,07**	**234,93**	**231,77**	**234,63**

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ ПО ФЕДЕРАЛЬНЫМ ОКРУГАМ

Федеральный округ	За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря					За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010	2006	2007	2008	2009	2010
	Газ, млрд м³					Газ, млн т у. т.					Газ, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	517,88	510,57	512,17	427,44	471,67	597,64	589,20	591,04	493,26	544,31	3 050,32	3 007,26	3 016,69	2 517,62	2 778,14
Северо-Западный ФО	2,75	2,75	2,64	2,54	2,52	3,17	3,17	3,05	2,93	2,91	16,20	16,20	15,55	14,96	14,84
Южный и Северо-Кавказский ФО	13,36	13,37	13,23	10,76	13,01	15,42	15,43	15,27	12,42	15,01	78,69	78,75	77,92	63,37	76,63
Приволжский ФО	18,64	18,70	18,71	17,85	18,59	21,51	21,58	21,59	20,60	21,45	109,79	110,14	110,20	105,14	109,50
Сибирский и Дальневосточный ФО	3,32	3,16	2,98	2,93	2,80	3,83	3,65	3,44	3,38	3,23	19,55	18,61	17,55	17,26	16,49
Всего	**555,95**	**548,55**	**549,73**	**461,52**	**508,59**	**641,57**	**633,03**	**634,39**	**532,59**	**586,91**	**3 274,55**	**3 230,96**	**3 237,91**	**2 718,35**	**2 995,60**
	Газовый конденсат, млн т					Газовый конденсат, млн т у. т.					Газовый конденсат, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	6,29	6,22	5,95	6,04	6,34	8,99	8,90	8,51	8,64	9,06	51,45	50,88	48,67	49,40	51,86
Северо-Западный ФО	0,23	0,21	0,19	0,17	0,15	0,33	0,30	0,27	0,24	0,21	1,88	1,72	1,55	1,39	1,23
Южный и Северо-Кавказский ФО	4,25	4,27	4,26	3,35	4,14	6,08	6,11	6,09	4,79	5,92	34,77	34,93	34,85	27,40	33,86
Приволжский ФО	0,27	0,28	0,27	0,26	0,27	0,39	0,40	0,39	0,37	0,39	2,21	2,29	2,21	2,13	2,21
Сибирский и Дальневосточный ФО	0,33	0,29	0,26	0,25	0,39	0,47	0,41	0,37	0,36	0,56	2,70	2,37	2,13	2,05	3,19
Всего	**11,37**	**11,27**	**10,93**	**10,07**	**11,29**	**16,26**	**16,12**	**15,63**	**14,40**	**16,14**	**93,01**	**92,19**	**89,41**	**82,37**	**92,35**
	Нефть, млн т					Нефть, млн т у. т.					Нефть, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	31,92	31,74	29,6	28,91	28,73	45,64	45,39	42,33	41,34	41,08	233,97	232,65	216,97	211,91	210,59
Северо-Западный ФО	0,07	0,08	0,07	0,06	0,06	0,10	0,11	0,10	0,09	0,09	0,51	0,58	0,52	0,44	0,44
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,11	0,08	0,08	0,12	0,16	0,16	0,11	0,11	0,17	0,23	0,81	0,59	0,59	0,88	1,17
Приволжский ФО	0,60	0,64	0,68	0,70	0,69	0,86	0,92	0,97	1,00	0,99	4,40	4,69	4,98	5,13	5,06
Сибирский и Дальневосточный ФО	1,32	1,44	1,62	1,83	2,37	1,89	2,06	2,32	2,62	3,38	9,68	10,56	11,87	13,41	17,37
Всего	**34,02**	**33,98**	**32,05**	**31,62**	**32,01**	**48,65**	**48,59**	**45,83**	**45,22**	**45,77**	**249,37**	**249,07**	**234,93**	**231,77**	**234,63**
						Всего добыча, млн т у. т.					Всего добыча, млн барр. н. э.				
Уральский ФО	x	x	x	x	x	652,27	643,49	641,88	543,24	594,45	3 335,74	3 290,79	3 282,33	2 778,93	3 040,59
Северо-Западный ФО	x	x	x	x	x	3,60	3,58	3,42	3,26	3,21	18,59	18,50	17,62	16,79	16,51
Южный и Северо-Кавказский ФО	x	x	x	x	x	21,66	21,65	21,47	17,38	21,16	114,27	114,27	113,36	91,65	111,66
Приволжский ФО	x	x	x	x	x	22,76	22,90	22,95	21,97	22,83	116,40	117,12	117,39	112,40	116,77
Сибирский и Дальневосточный ФО	x	x	x	x	x	6,19	6,12	6,13	6,36	7,17	31,93	31,54	31,55	32,72	37,05
Всего	x	x	x	x	x	**706,48**	**697,74**	**695,85**	**592,21**	**648,82**	**3 616,93**	**3 572,22**	**3 562,25**	**3 032,49**	**3 322,58**

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА, ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ И ПРОМЫСЛОВЫЕ МОЩНОСТИ

РАЙОНЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РОССИИ

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА УГЛЕВОДОРОДЫ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Разведочное бурение, тыс. м	177,7	207,6	284,9	163,7	204,9
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	62	39	80	75	82
продуктивные, ед.	50	20	50	43	64
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	9,2	6,4	12,4	14,7	18,5
Сейсморазведка 3D, тыс. км^2	7,9	5,7	6,6	9,5	10,8
Эффективность бурения, т у. т./м	4 311,3	3 495,2	2 669,3	4 143,8	3 890,7
Эффективность бурения, барр. н. э./м	22 072,3	17 883,8	13 651,2	21 368,6	20 009,9

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И КОЭФФИЦИЕНТ ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Прирост запасов в результате геолого-разведочных работ					
Природный газ, млрд м^3	590,9	592,1	583,4	468,8	547,7
Конденсат, млн т	11,9	9,7	6,9	38,55	32,3
Нефть, млн т	47,0	19,9	54,1	57,5	83,2
Природный газ, млн т у. т.	681,9	683,3	673,2	541,0	632,0
Конденсат, млн т у. т.	17,0	13,9	9,9	55,1	46,2
Нефть, млн т у. т.	67,2	28,5	77,4	82,2	119,0
Всего, млн т у. т.	**766,1**	**725,7**	**760,5**	**678,3**	**797,2**
Природный газ, млн барр. н. э.	3 480,4	3 487,5	3 436,2	2 761,2	3 225,9
Конденсат, млн барр. н. э.	97,3	79,3	56,4	315,3	264,2
Нефть, млн барр. н. э.	344,5	145,9	396,6	421,5	609,9
Всего, млн барр. н. э.	**3 922,2**	**3 712,7**	**3 889,2**	**3 498,0**	**4 100,0**
Коэффициент восполнения запасов					
Природный газ	1,06	1,08	1,06	1,01	1,08
Конденсат	1,42	1,18	0,86	5,28	3,99
Нефть	1,38	0,59	1,69	1,83	2,60
Всего	**1,09**	**1,04**	**1,10**	**1,15**	**1,24**

ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	156	204	143	151	118
на нефть	441	546	629	702	775
на ПХГ	41	45	8	14	16
Всего	**638**	**795**	**780**	**867**	**909**
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	267,1	314,0	375,7	358,2	441,5
на нефть	1 468,9	1 740,7	2 080,6	2 286,7	2 602,2
на ПХГ	30,1	37,8	17,6	11,9	20,3
Всего	**1 766,1**	**2 092,5**	**2 473,9**	**2 656,8**	**3 064,0**

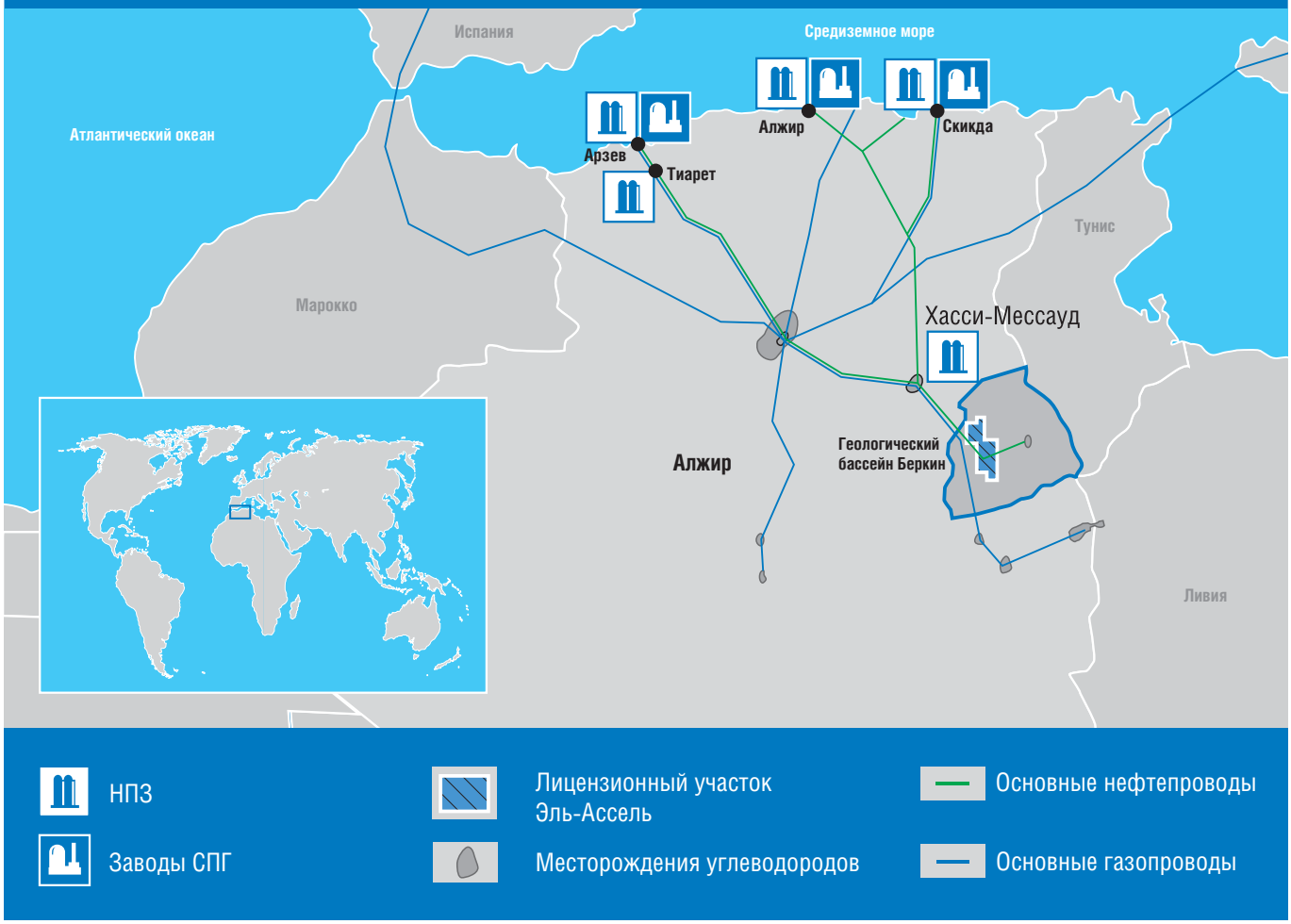
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Разрабатываемые месторождения, ед.	119	122	122	121	120
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 010	7 154	7 214	7 310	7 403
действующие, ед.	6 513	6 640	6 723	6 775	6 806
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	5 486	5 881	5 932	6 158	6 464
действующие, ед.	4 948	5 342	5 444	5 663	5 941
Установки комплексной и предварительной подготовки газа, ед.	170	172	173	174	176
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд $м^3$ в год	957,8	976,0	991,0	994,5	1 001,2
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	44	45	45	47	48
Установленная мощность ДКС, МВт	4 176,1	4 300,1	4 460,1	4 508,1	4 572,1

ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

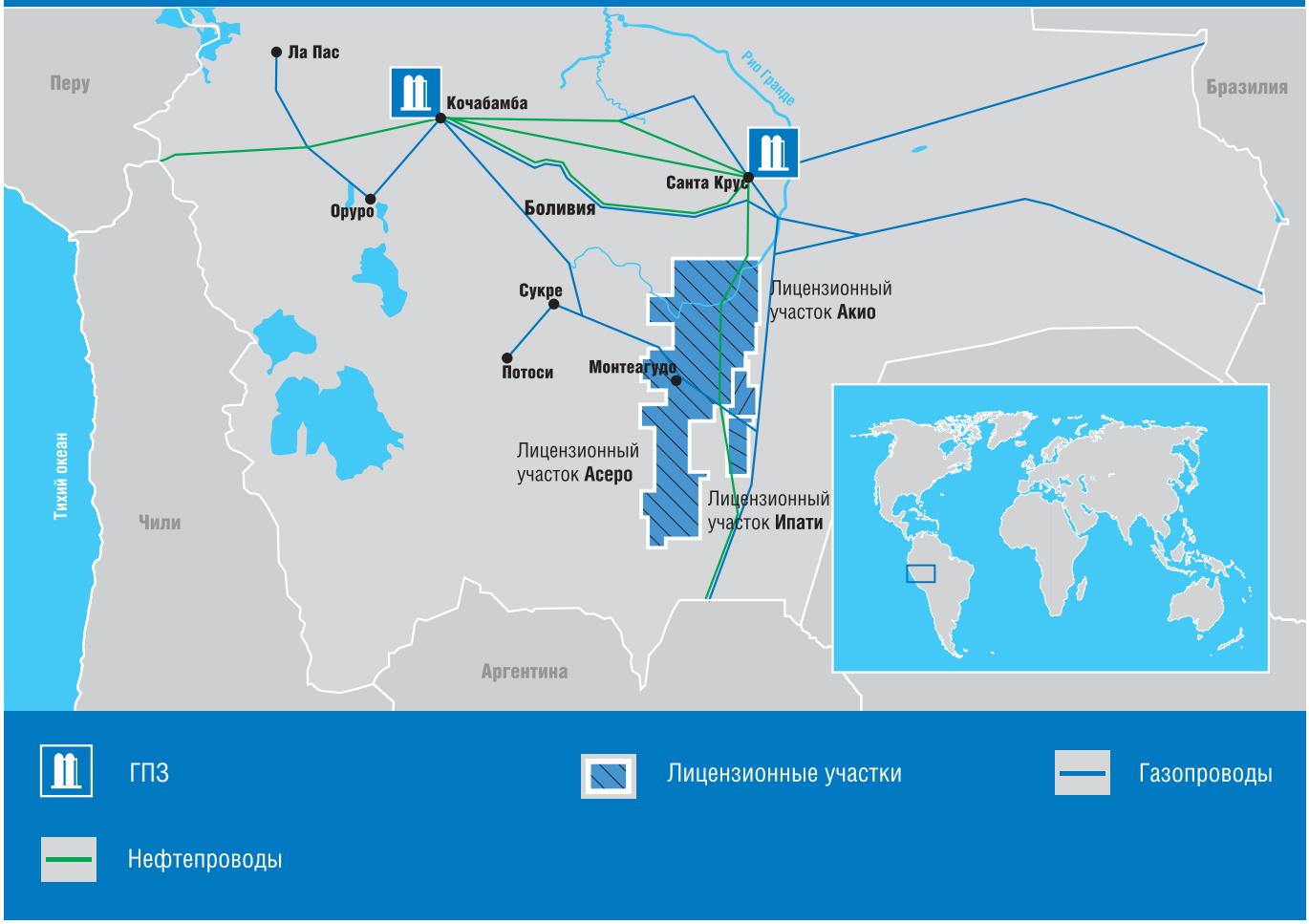
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Алжир	Разведка и разработка углеводородов сухопутного участка Эль-Ассель, расположенного в геологическом бассейне Беркин на востоке Алжира в пустыне Сахара (лицензионные блоки 236b, 404a1 и 405b1). В соответствии с контрактными условиями в 2010 г. при переходе ко второй фазе разведочного периода 30 % территории участка было возвращено алжирскому государству. По состоянию на 31 декабря 2010 г. территория участка составила 2 249,5 км^2.	2009 г.	Участник со стороны *Группы* – дочерняя компания Gazprom EP International B.V. Партнер – алжирская государственная нефтегазовая компания Sonatrach. Заказчик работ – Алжирское государственное агентство по использованию углеводородных ресурсов (ALNAFT). Доля участия *Группы Газпром* – 49 %.	В рамках первой фазы реализации проекта в 2009–2010 гг. выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 2 748 км^2, пробурена продуктивная поисковая скважина глубиной 4 393 м, получены промышленные притоки нефти и газа. Первая фаза проекта в 2010 г. завершена.

Лицензионный участок Эль-Ассель в Алжире



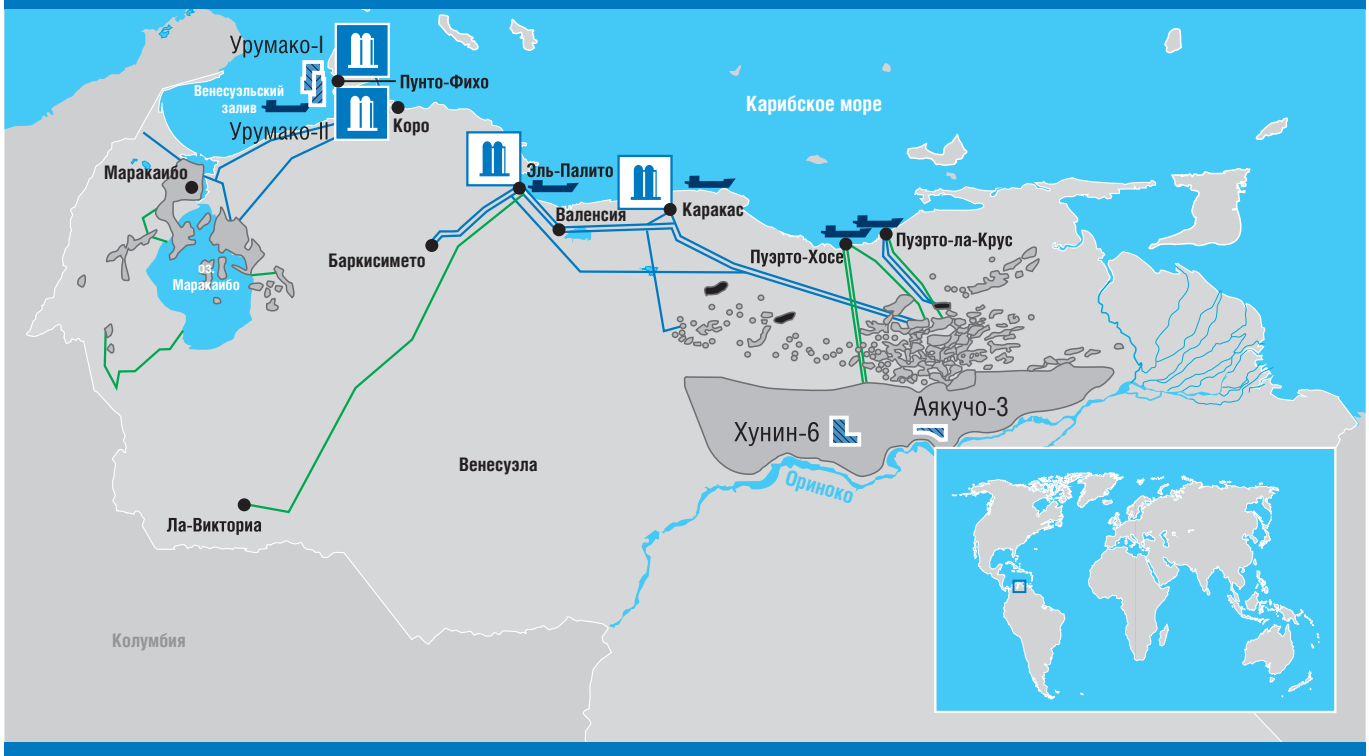
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Боливия	Разведка и разработка углеводородного сырья на блоках Ипати и Акио, Асеро, расположенных в предгорьях Анд в нефтегазоносном бассейне Субандино.	2010 г.	Участник со стороны *Группы* – дочерняя компания Gazprom EP International B.V. Партнеры по проекту «Ипати / Акио»: Total (60 %) и TecPetrol (20 %). Доля участия *Группы Газпром* – 20 %. Финансирование осуществляется пропорционально долям участия.	В 2010–2012 гг. в рамках проекта «Ипати / Акио» планируется пробурить три поисково-оценочные скважины, а также выполнить сейсморазведочные работы 3D в объеме 400 км^2. В 2010 г. начато бурение первой скважины. Продолжаются переговоры с боливийской компанией YPFB и французской компанией Total по условиям участия в проекте «Асеро». Доля *Группы Газпром* в проекте может составить от 20 %.

Блоки Ипати и Акио, Асеро в Боливии



Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Венесуэла	Проект «Рафаэль – Урданета, Фаза А»: разведка и разработка месторождений природного газа на лицензионных участках блоков Урумако-I, Урумако-II в восточной части Венесуэльского залива.	2005 г.	Для реализации проекта *Группой* учреждены компании «Урданета-газпром-1, С.А.» и «Урданетагазпром-2, С.А.». Предоставлены лицензии на разведку и разработку месторождений сроком на 30 лет.	В 2007 г. в соответствии с условиями лицензий выполнено 900 км^2 сейсморазведочных работ 3D. В 2009 г. завершено бурение поисковой скважины на блоке Урумако-I. В 2011 г. в рамках проекта «Рафаэль – Урданета» разработаны технико-экономические предложения (ТЭП) по освоению ресурсов блока Урумако-III и изучению перспективности прилегающих к нему территорий. По результатам рассмотрения ТЭП планируется принятие решений о дальнейших работах по проекту «Рафаэль – Урданета».
	Блоки Blanquilla и Tortuga.	2008 г.	Меморандум о взаимопонимании с государственной нефтегазовой компанией Венесуэлы PdVSA. Доля участия *Группы Газпром* в проекте: – на этапе ГРР – 30 %; – на этапе добычи – 15 %.	Ведется обсуждение модели реализации проекта и подготовка документации для подачи заявки на получение лицензии на проведение ГРР.
	Проекты по разработке тяжелой нефти на блоках, расположенных в бассейне реки Ориноко.	2009 г.	Для реализации проектов в Латинской Америке создано ООО «Национальный нефтяной консорциум » (ННК), в которое вошли российские нефтегазовые компании ОАО «Газпром нефть», ОАО «Лукойл», ОАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «ТНК-ВР» с равными долями участия – 20 %.	Для разработки блока Хунин-6 ННК совместно с дочерним подразделением государственной нефтегазовой компании Венесуэлы PdVSA создано предприятие PetroMiranda. За право участия в компании ННК выплатил первую часть бонуса в размере 600 млн долл. в пользу Боливарианской Республики Венесуэла. Завершены работы по сертификации блока Аякучо-3. Изучается возможность его разработки совместно с ННК.

Инвестиционные блоки Урумако-I и Урумако-II в Венесуэльском заливе, блоки Хунин-6 и Аякучо-3 в бассейне реки Ориноко в Венесуэле



Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Вьетнам	Поиск, разведка, добыча и реализация углеводородов на шельфе Вьетнама.	Блок № 112 – 2000 г. Блоки № 129–132 – 2008 г.	Соглашение о разделе продукции. Оператор проектов – совместная операционная компания «Вьетгазпром». Доля участия *Группы Газпром* – 50 %.	В 2007 г. на блоке № 112 открыто месторождение Бао Ванг. В 2008 г. на блоке № 112 выполнено 2 000 пог. км сейсморазведочных работ 2D и 900 км^2 сейсморазведочных работ 3D. В 2009 г. в результате проведенных работ на шельфе Вьетнама в заливе Бак Бо открыто газоконденсатное месторождение Бао Ден с высоким содержанием CO_2. В 2010 г. на блоке № 112 закончены строительством две поисково-разведочные скважины, пробурено 3 364 м. На блоках № 129–132 выполнено 11 200 пог. км сейсморазведочных работ 2D, выполнены геохимические исследования – отобрано 2 000 проб.

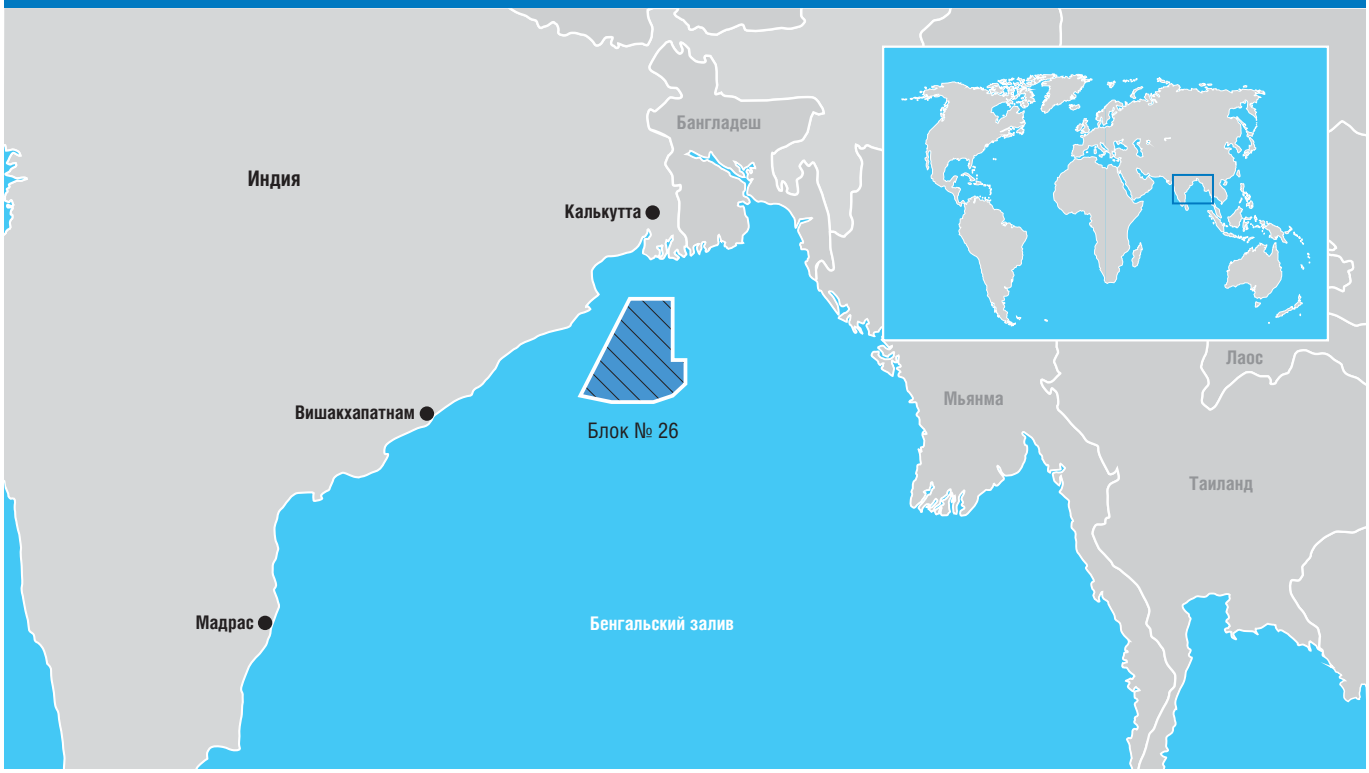
Область поисково-разведочного бурения и сейсморазведочных работ Газпрома во Вьетнаме (блок № 112 с учетом расширения) и расположение блоков № 129–132

Инвестиционные блоки

Месторождения на шельфе

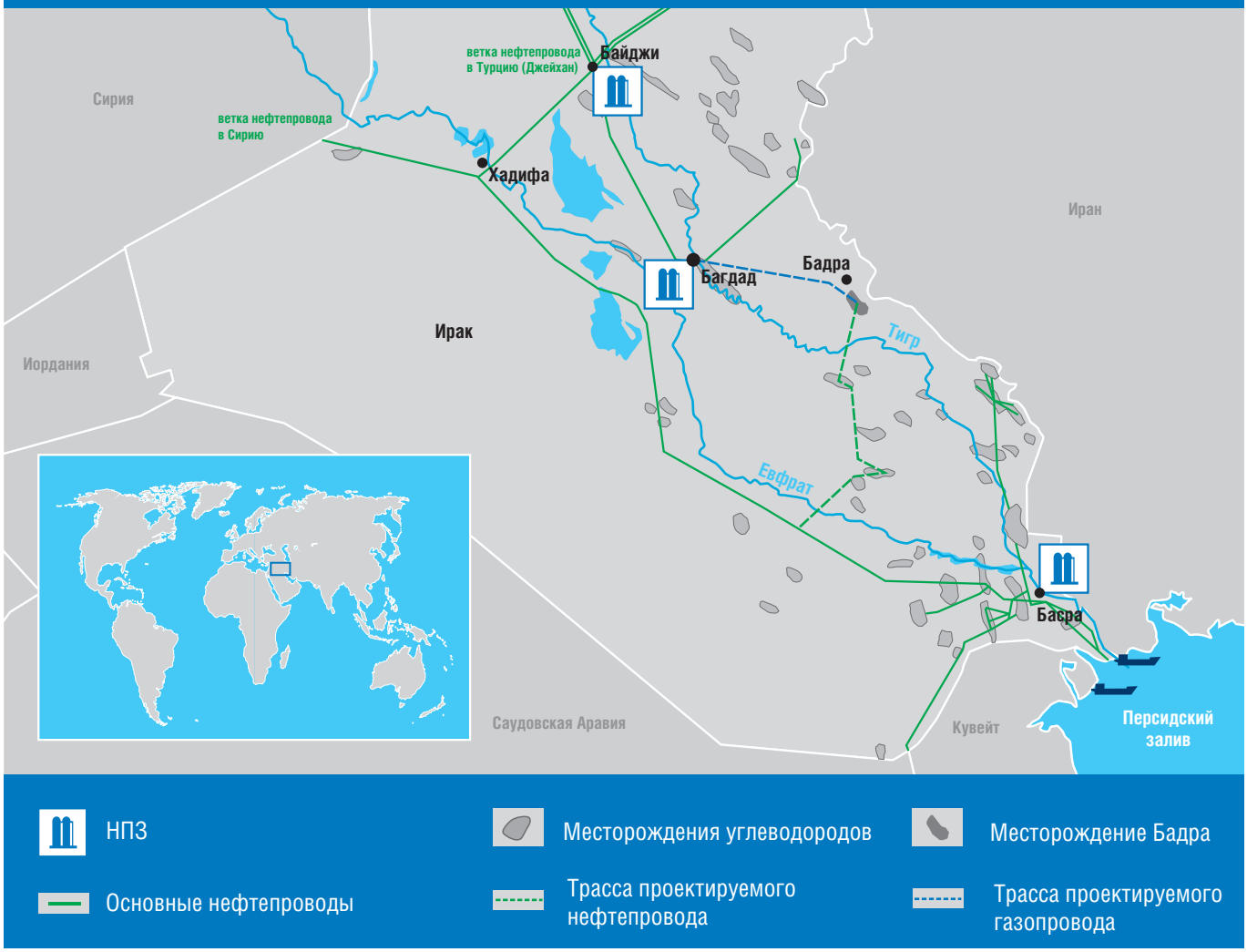
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Индия	Поиск, разведка и добыча углеводородов на блоке № 26 континентального шельфа Индии в Бенгальском заливе.	2000 г.	Соглашение о разделе продукции. Доля участия *Группы Газпром* – 100 %.	В 2010 г. строительством поисковой скважины глубиной 3 230 м завершена реализация СРП. *Газпром* выполнил лицензионные обязательства в полном объеме в соответствии с условиями СРП. По результатам геолого-геофизических исследований (сейсморазведка 2D – 4 892 пог. км, сейсморазведка 3D – 570 км^2, строительство трех поисковых скважин, проходка 10 013 м) получена информация о строении блока, сформирована электронная база геолого-геофизических данных по блоку № 26.

Область разведочного бурения и сейсморазведочных работ Газпрома в Индии (блок № 26)



Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Ирак	Разработка месторождения Бадра.	2010 г.	Консорциум, оператором которого выступает ОАО «Газпром нефть». Остальными участниками консорциума являются корейская KOGAS (22,5 %), малазийская Petronas (15 %) и турецкая TPAO (7,5 %), иракскому Правительству принадлежит 25 %. Доля участия *Группы Газпром* – 30 %. Проект рассчитан на 20 лет с возможностью продления срока на 5 лет. Объем инвестиций консорциума оценивается в 2 млрд долл. В течение 7 лет планируется довести добычу до 8,5 млн т нефти в год.	Учреждена компания-оператор Gazprom Neft Badra B.V. Сформирован Объединенный управляющий комитет проекта. В 2010 г. достигнуты предварительные договоренности с членами консорциума о сроках и этапах освоения месторождения.

Месторождение Бадра в Ираке

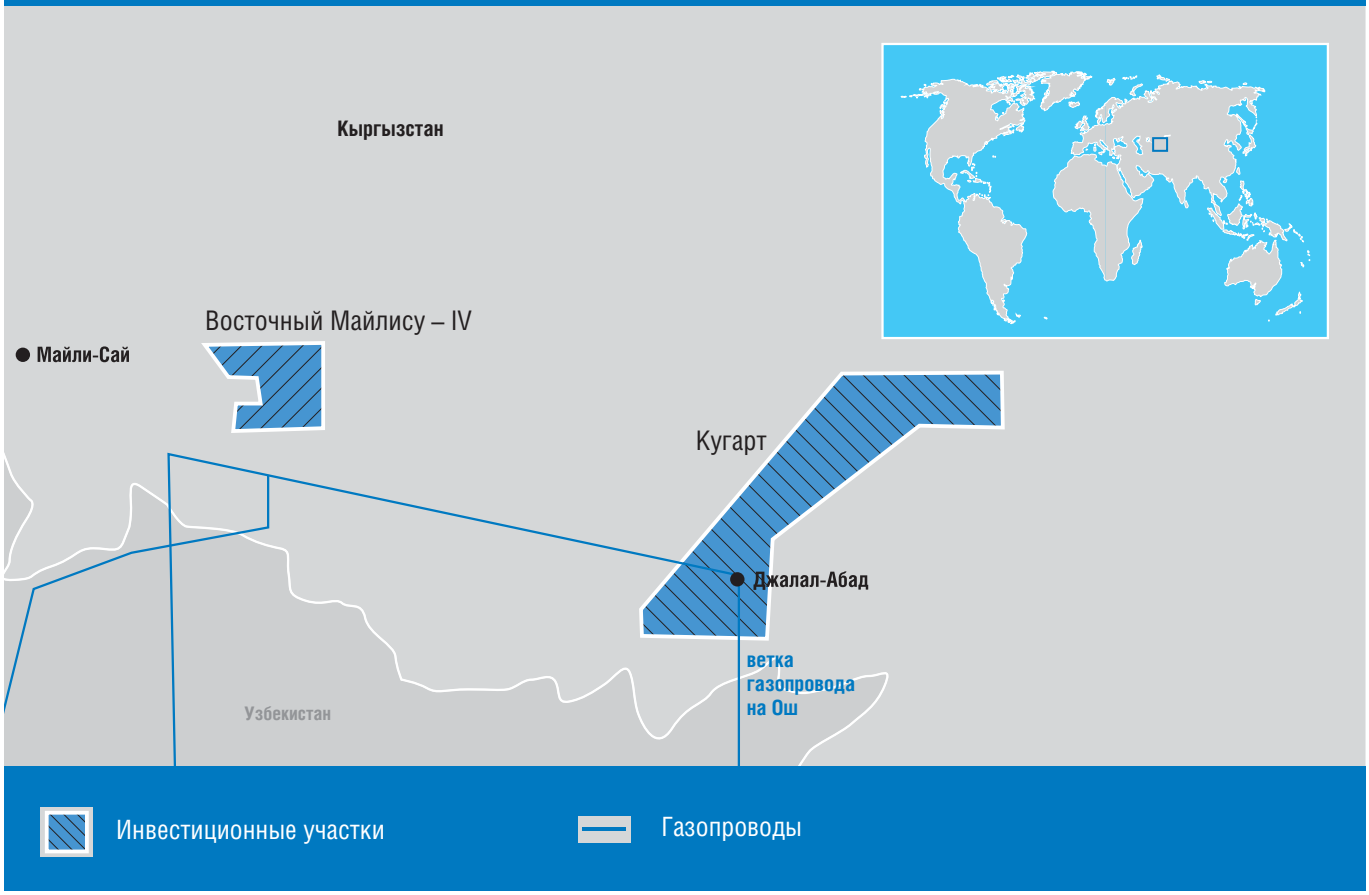


Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Казахстан	Поиск и разведка углеводородных ресурсов геологической структуры Центральная в Каспийском море.	2003 г.	С российской стороны участником проекта является ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (создано на паритетных условиях ОАО «Лукойл» и ОАО «Газпром»), с казахстанской стороны – АО «Национальная компания «КазМунайГаз». ООО «ЦентрКаспнефтегаз» и АО «НК «КазМунайГаз» участвуют в проекте на паритетных началах. Доля участия *Группы Газпром* на этапе ГРР – 50 %.	В 2008 г. открыто месторождение Центральное. В начале 2009 г. полностью завершены сейсморазведочные работы по технологии 3D.

Области поиска и разведки углеводородов Газпрома в Каспийском море (месторождение Центральное)

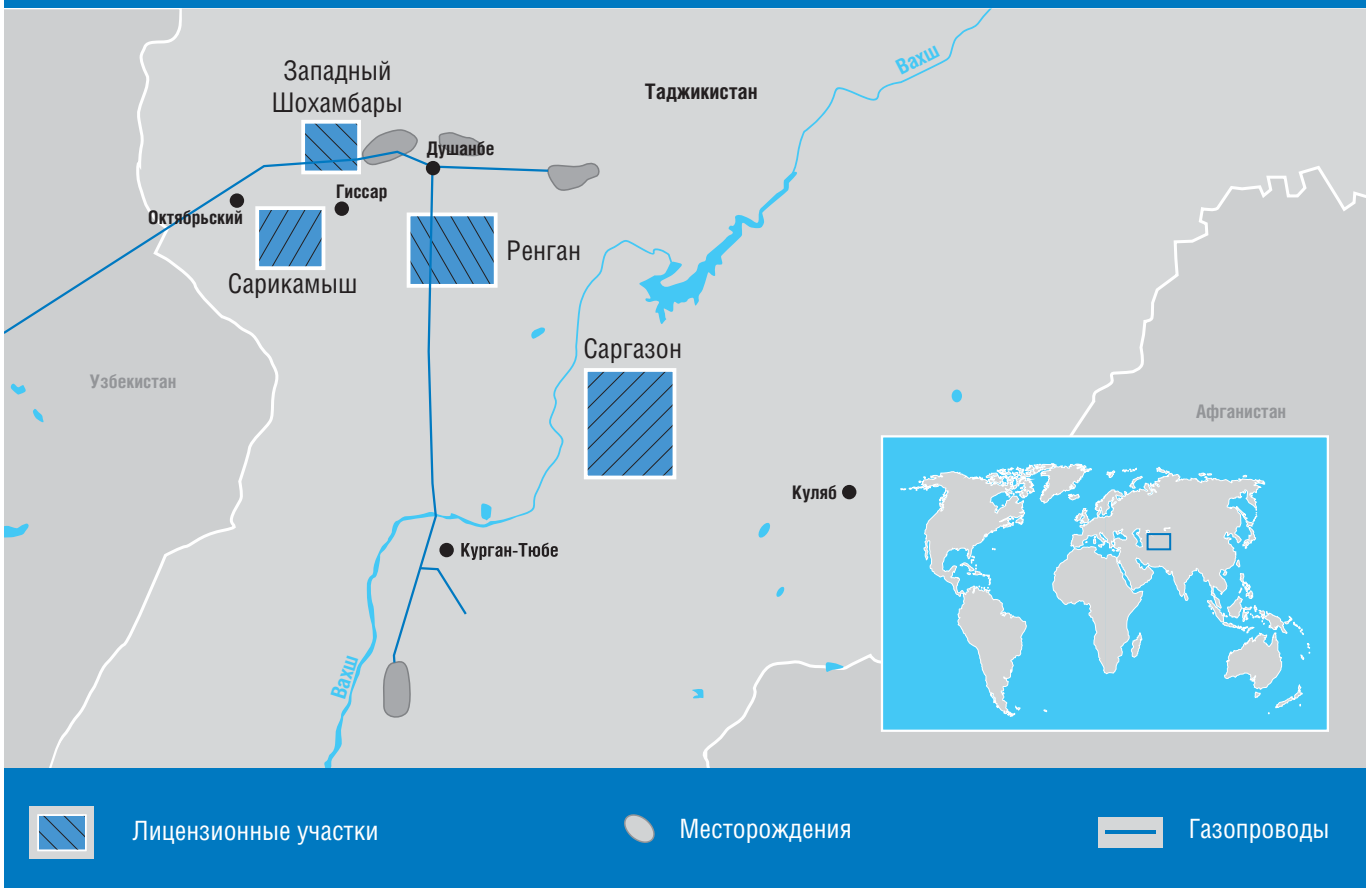
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Кыргызстан	Проведение ГРР на нефтегазоперспективных площадях Восточный Майлису – IV и Кугарт.	2006 г.	Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр. ОАО «Газпром» получены лицензии на право пользования участками недр Восточный Майлису – IV и Кугарт с целью геологического изучения недр. Сформирован российско-кыргызстанский управляющий комитет по надзору за исполнением Соглашения.	Утверждена Поэтапная программа геологического изучения недр на площадях Кугарт и Восточный Майлису – IV на 2008–2011 гг.

Области ГРР Газпрома в Кыргызстане



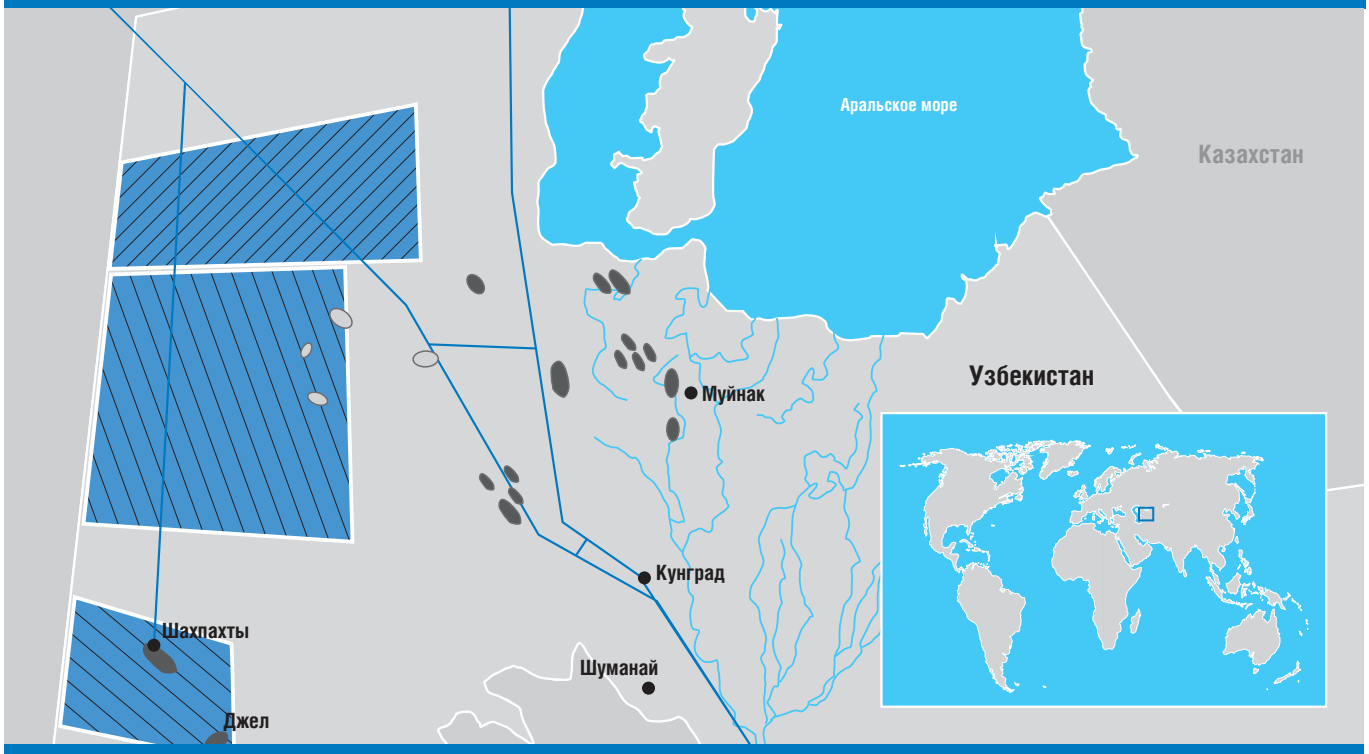
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Таджикистан	Проведение ГРР на нефтегазоперспективных площадях Сарикамыш, Саргазон, Ренган и Западный Шохамбары.	2006 г.	Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр. Получены лицензии на право пользования участками недр Сарикамыш и Западный Шохамбары, Ренган и Саргазон с целью геологического изучения недр. Сформирован российско-таджикистанский управляющий комитет по надзору за исполнением Соглашения.	В 2006–2010 гг. на нефтегазоперспективных площадях Республики Таджикистан выполнено 193,8 пог. км сейсморазведочных работ 2D, 339,3 км^2 сейсморазведочных работ 3D, 806 км^2 гравиразведочных работ. В 2010 г. на площади Сарикамыш начато бурение скважины проектной глубиной 6 300 м, пройдено 700 м горных пород.

Области ГРР Газпрома в Таджикистане



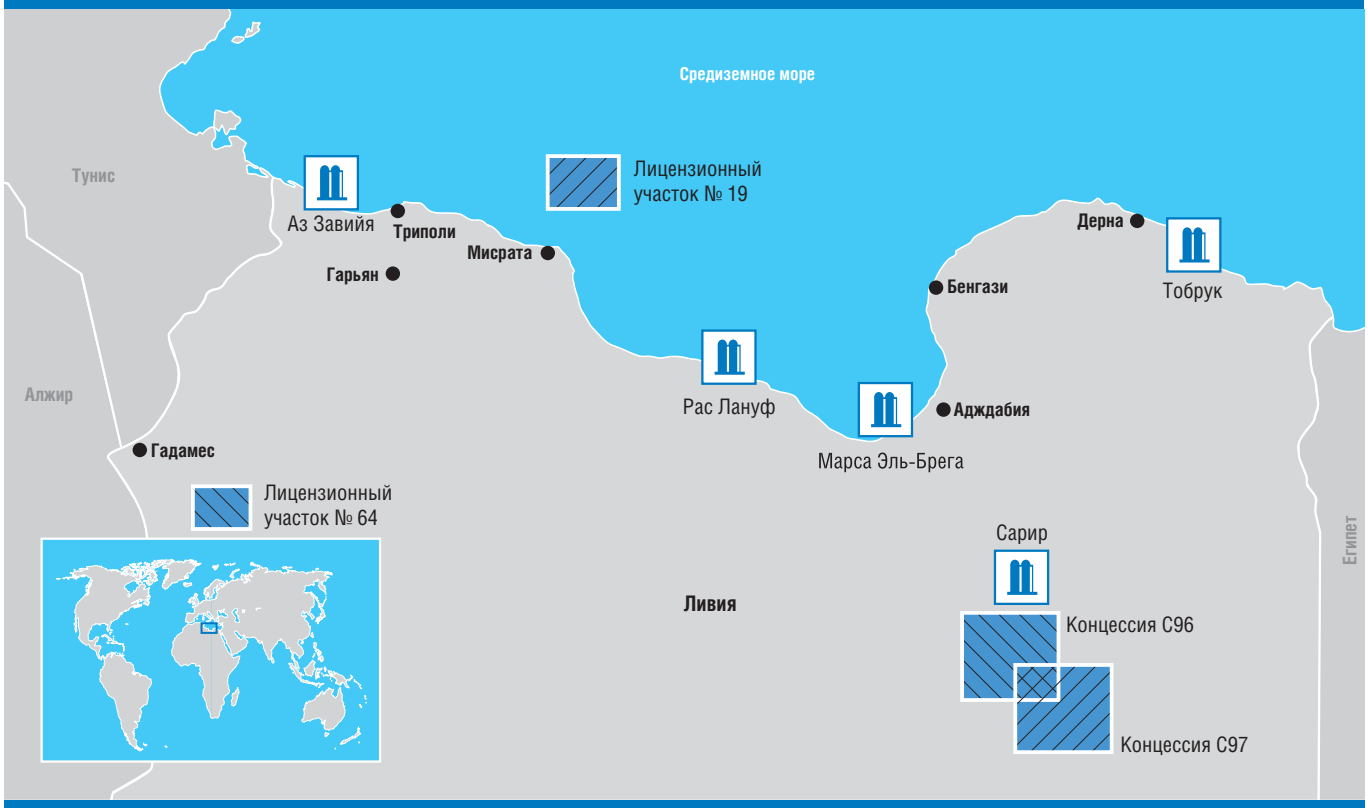
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Узбекистан	Поиск, разведка и добыча углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан (Шахпахтинский, Агыинский и Актумсукский инвестиционные блоки).	2006 г.	Участники проекта – НХК «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром». Получены лицензии на семь инвестиционных блоков на право пользования участками недр с целью геологического изучения. Оператор проекта – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз».	В рамках исполнения лицензионных обязательств закончено строительством семнадцать скважин (проходка 69 363 м), выполнялись сейсморазведочные работы 2D (7 700 пог. км) и 3D (600 км^2) и другие геофизические работы. Открыто месторождение Джел на Шахпахтинском лицензионном блоке. Продолжается разведка месторождения. В 2010 г. получен прирост запасов газа и конденсата на площади Джел в Узбекистане – 0,8 млрд м^3 и 0,06 млн т соответственно.
	Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты в Устюртском регионе Республики Узбекистан и доразработка остаточных запасов газа.	2004 г.	Соглашение о разделе продукции было заключено между НХК «Узбекнефтегаз» с одной стороны и консорциумом Gas Project Development Central Asia AG (50 % долевого участия *Группы*) и ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» – с другой. Оператор проекта – ООО «Зарубежнефтегаз – ГПД Центральная Азия», созданное Gas Project Development Central Asia AG и ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» на паритетной основе. Расходы возмещаются поставкой природного газа. Оставшийся после возмещения затрат газ распределяется между участниками Соглашения о разделе продукции согласно долям участия.	В 2010 г. на месторождении Шахпахты добыто около 0,2 млрд м^3 газа. На данном этапе проект окупил инвестиции и генерирует прибыль, которая распределяется между участниками Соглашения о разделе продукции.

Области поиска, разведки и добычи углеводородов Газпрома в Узбекистане (Устюртский регион)



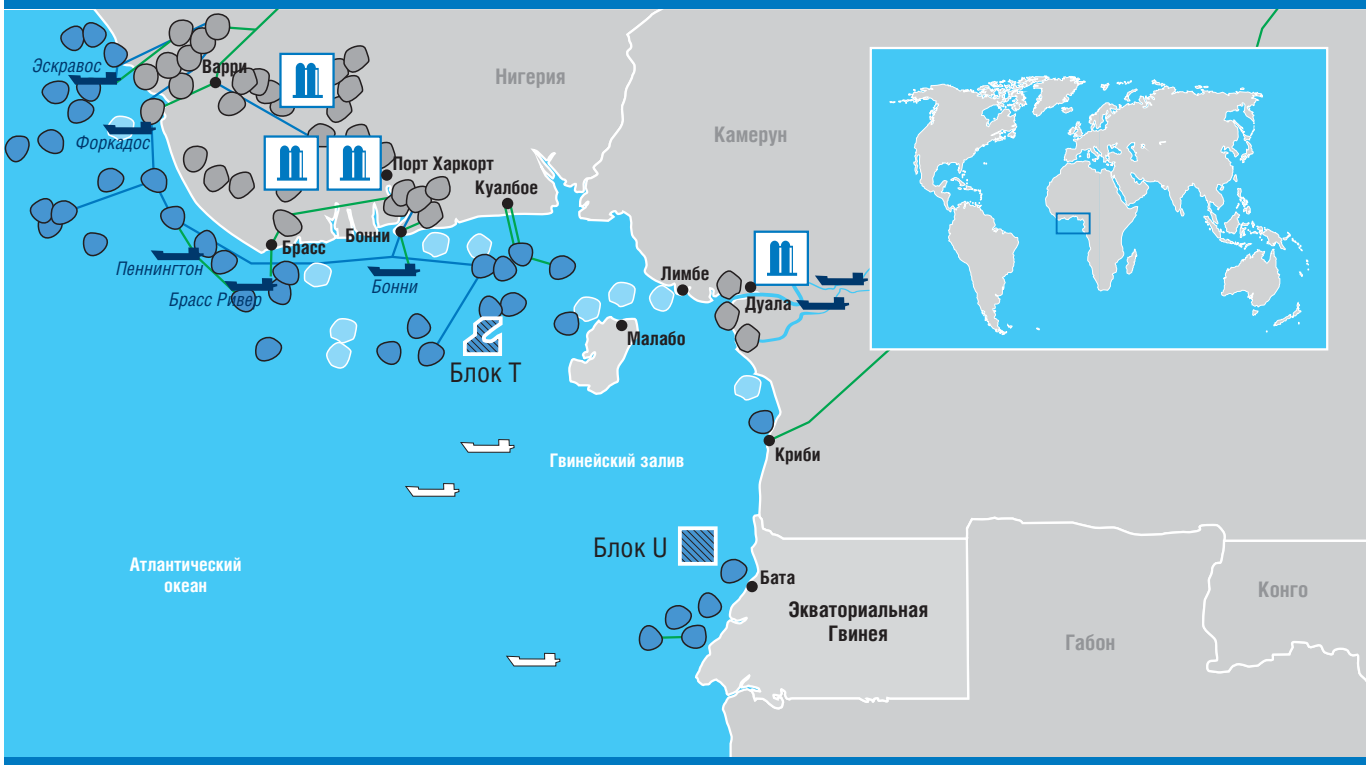
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Ливия	Разведка и разработка углеводородного сырья на лицензионных участках № 19 (на шельфе Средиземного моря) и № 64 (на суше, в северной части нефтегазоносного бассейна Гадамес).	2007 г.	Реализуются на условиях соглашения о геологоразведке, разработке и разделе продукции. Участник проекта со стороны *Группы* – дочерняя компания Gazprom EP International B.V. Партнер – ливийская National Oil Corporation (Национальная нефтяная корпорация – ННК). Доля участия *Группы Газпром*: лицензионный участок № 19: – на этапе ГРР – 100 %; – на этапе добычи – 10 % . лицензионный участок № 64: – на этапе ГРР – 100 %; – на этапе добычи – 9,8 %.	Сейсморазведочные работы 3D в объеме 5 000 км^2 были выполнены в октябре – декабре 2008 г. Завершены работы по обработке и интерпретации данных сейсморазведки 3D и 2D, выделены перспективные объекты. К 2012 г. на участке № 19 планировалось открыть и подготовить к разработке нефтяное месторождение Южное. На участке № 64 выполнены в 2008–2009 гг. 4 294 км^2 сейсморазведочных работ 3D. В 2010–2012 гг. планировалось бурение 6 поисковых и 6 разведочных скважин. В январе 2011 г. начато бурение первой скважины. Работы по проектам приостановлены в связи с дестабилизацией обстановки в стране.
	Поиск, разведка и добыча углеводородов в рамках нефтяных концессий С96 и С97.	2007 г.	Долевое участие в концессиях, принадлежащих Wintershall AG (оператор проекта), полученное в результате соглашения об обмене активами с компанией BASF. Участник со стороны *Группы* – дочерняя компания Gazprom EP International B.V. Партнеры – BASF SE и National Oil Corporation. Доля участия *Группы Газпром* – 49 %.	В эксплуатации находится 9 месторождений. В 2010 г. в рамках нефтяных концессий С96 и С97, в доле, приходящейся на *Группу*, добыто 0,2 млрд м^3 газа, 1,9 млн т нефти и 0,1 млн т конденсата.

Области поисково-разведочных работ Газпрома, концессии с долевым участием Группы в Ливии (лицензионные участки № 19 и № 64, концессии С96 и С97)



Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Экваториальная Гвинея	Разведка и разработка блоков U и T на шельфе Экваториальной Гвинеи.	2010 г.	Реализуется на основании Соглашения о разделе продукции. Участник со стороны *Группы* – дочерняя компания Gazprom Neft Equatorial B.V. Партнер – Национальная нефтяная компания Экваториальной Гвинеи (GEPetrol). Доля участия *Группы Газпром* на этапе ГРР – 80 %.	*Газпром нефтью* проведена работа по инициированию геолого-разведочного проекта СРП с Министерством энергетики Экваториальной Гвинеи и национальной компанией GEPetrol по двум выбранным морским разведочным блокам – T и U. Президентом Экваториальной Гвинеи 31 августа 2010 г. ратифицированы подписанные сторонами Соглашения о разделе продукции.

Блоки U и T на шельфе Экваториальной Гвинеи



НПЗ

Лицензионные участки

Газовые месторождения на шельфе

Плавучая система добычи, хранения и выгрузки нефтепродуктов

Морские терминалы

Газопроводы

Нефтяные месторождения на материке

Нефтяные месторождения на шельфе

Нефтепроводы

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

РАЗМЕЩЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

ОСНОВНЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность
Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)				
Заполярное (сеноманские залежи)	Располагается вблизи основных разрабатываемых месторождений *Газпрома*. Сеноманские залежи месторождения были введены в эксплуатацию в 2001 г. В 2007 г. их проектная производительность была пересмотрена со 100 млрд м^3 до 115 млрд м^3 в год.	115 млрд м^3 газа	2001 г.	2013–2014 гг.
Заполярное (нижнемеловые газоконденсатные залежи)	Проектом обустройства предусмотрено строительство двух установок комплексной подготовки газа (УКПГ) суммарной производительностью 15 млрд м^3 в год. В 2010 г. закончено строительство первой УКПГ, ввод второй УКПГ запланирован на 2012–2013 гг.	15 млрд м^3 газа	2010 г.	2013–2014 гг.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность
Харвутинская площадь Ямбургского месторождения	Расположена в южной части Ямбургского месторождения. Введена в эксплуатацию в 1996 г. В 2006 г. введена в строй УКПГ производительностью 18,2 млрд м³ в год.	30 млрд м³ газа	1996 г.	2012 г.
Западно-Песцовое (Большой Уренгой)	Расположено западнее Песцовой площади Уренгойского месторождения.	2,0 млрд м³ газа	2010 г.	2011 г.
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО Тюменской области на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м³ газа	2011 г.	2013–2014 гг.
Уренгойское (ачимовские залежи)	Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков.			2016–2019 гг.
	Участок 1 введен в опытно-промышленную эксплуатацию в 2008 г. Освоение участка проводится ЗАО «Ачимгаз» – совместным предприятием с компанией Wintershall Holding GmbH.	7,7 млрд м³ газа и 3,0 млн т нестабильного конденсата в год	2008 г.	
	Участок 2 введен в эксплуатацию в 2009 г. Освоение участка проводится ООО «Газпром добыча Уренгой».	5,6 млрд м³ газа и 1,7 млн т нестабильного конденсата в год	2009 г.	
	Участки 3–5 планируются к вводу в период 2015–2017 гг.	Достижение суммарной добычи газа по 1–5 участкам 31,5 млрд м³	2015–2017 гг.	2020 г.
Ен-Яхинское	Начиная с 2016 г. разработку месторождения планируется осуществлять с применением технологии обратной закачки газа (сайклинг), обеспечивающей максимальный отбор газового конденсата.	1,8 млн т газового конденсата и 5 млрд м³ газа	2003 г.	2007 г.
Южно-Русское	Расположено в Красноселькупском районе ЯНАО Тюменской области, лицензией на его разработку владеет ОАО «Севернефтегазпром». По состоянию на 31 декабря 2010 г. ОАО «Газпром» принадлежит 50 % плюс шесть обыкновенных именных акций компании, Wintershall Holding GmbH – 25 % минус три обыкновенные именные акции и плюс три привилегированные акции без права голоса; E.ON Ruhrgas E&P GmbH – 25 % минус три обыкновенные именные акции и плюс три привилегированные акции без права голоса.	25,0 млрд м³	2007 г.	2010 г.
Полуостров Ямал и прилегающие акватории				
Бованенковское (сеноман-аптские залежи)	В Программе комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, утвержденной приказом Минэнерго России от 10 сентября 2010 г. № 441, Бованенковское НГКМ определено объектом первоочередного освоения на полуострове Ямал как самое крупное по запасам, удачно расположенное в центральной части полуострова и наиболее изученное.	115 млрд м³	2012 г.	2017–2018 гг.
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризующейся отсутствием инфраструктуры.	7,9 млн т нефти	2016 г.	2019–2021 гг.
Гыданский полуостров				
Мессояхская группа	Восточно-Мессояхский и Западно-Мессояхский лицензионные участки (Мессояхская группа месторождений) находятся в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова и относятся к категории крупнейших месторождений по величине разведанных запасов.	33 млн т н. э.	2015 г.	2024 г.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность
	Реализацией проекта разработки Мессояхской группы месторождений занимается ЗАО «Мессояханефтегаз», которым на паритетных условиях (по 50 % акций) владеют ОАО «Газпром нефть» и ОАО «ТНК-ВР».			
Арктический шельф				
Штокмановское	Расположено в центральной части Баренцева моря к северо-западу от полуострова Ямал и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманск. Поставки газа планируются как по Единой системе газоснабжения, так и в виде СПГ на удаленные рынки. В 2008 г. для проектирования, разработки, строительства, финансирования и эксплуатации объектов первой фазы освоения Штокмановского месторождения создана компания специального назначения Shtokman Development AG, основными акционерами которой являются ОАО «Газпром» (51 %), Total Shtokman B.V. (25 %) и Statoil Holding Netherlands B.V. (24 %). Добыча газа на месторождении по проекту разработки предусмотрена в объеме 71 млрд м³ в год и может быть потенциально увеличена до 95 млрд м³ в год.	23,7 млрд м³ газа на первом этапе разработки	2016 г.	Первый этап – 2018 г.
Приразломное	Расположено на шельфе Печорского моря.	6,6 млн т нефти	2011 г.	2018 г.
Обская и Тазовская губы				
Северо-Каменномысское	Месторождение расположено в средней части акватории Обской губы в ЯНАО Тюменской области и определено первоочередным объектом освоения месторождений акваторий Обской и Тазовской губ.	15,3 млрд м³	2018 г.	2020 г.
Поволжье				
Астраханское	Расположено в дельте реки Волга. Способно обеспечить годовой уровень добычи на уровне 50–60 млрд м³. Добыча сдерживается на уровне 12 млрд м³ в год в основном экологическими ограничениями, а также необходимостью использования дорогостоящих технологий. Рассматривается возможность разработки месторождения с использованием технологии закачки кислых газов в пласт, которая позволит существенно уменьшить количество вредных выбросов и исключить проблемы утилизации попутной серы.	–	1986 г.	–
Волго-Уральский регион				
Восточный участок Оренбургского месторождения	Расположен к юго-западу от г. Оренбург на площади Оренбургского НГКМ. Лицензией на разработку владеет ЗАО «Газпром нефть Оренбург». В 2010 г. в рамках консолидации деятельности по освоению нефтяных запасов *Группы* в единой компании подготовлены материалы по консолидации активов ЗАО «Газпром нефть Оренбург» в ОАО «Газпром нефть».	1,6 млн т нефти и 1,5 млрд м³ газа	1994 г. – начало опытно-промышленной эксплуатации.	2016 г.
Восточная Сибирь и Дальний Восток				
Чаяндинское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия). В настоящее время ведется доразведка месторождения и разработка проектных документов по его разработке, в которых будут определены уровни добычи газа и жидких углеводородов.	Не определено	В соответствии с лицензионным соглашением ввод нефтяной оторочки в опытно-промышленную эксплуатацию – в 2014 г., ввод газовых залежей намечен на 2016 г.	Не определено

ТРАНСПОРТИРОВКА

РАЗВИТИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км	1 526	1 157	1 381	865	1 339
Капитальный ремонт, км	2 809,0	2 697,0	2 756,3	2 383,7	2 427,4
Количество технических отказов на 1 000 км	0,12	0,11	0,13	0,09	0,04

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

	По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в однониточном исчислении, тыс. км	156,9	158,2	159,5	160,4	161,7
Линейные компрессорные станции, ед.	217	218	214	215	215
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 629	3 641	3 669	3 675	3 659
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	41,0	41,4	41,6	42,0	42,1

СТРУКТУРА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ ПО СРОКУ ЭКСПЛУАТАЦИИ, 2010 Г.

	По состоянию на 31 декабря	
	Протяженность, км	Доля
Срок эксплуатации магистрального газопровода		
10 лет и менее	17 205,0	10,6 %
от 11 до 20 лет	25 011,9	15,5 %
от 21 года до 30 лет	70 934,6	43,9 %
от 31 года до 40 лет	23 783,5	14,7 %
от 41 года до 50 лет	19 279,6	11,9 %
Более 50 лет	5 465,5	3,4 %
Всего	**161 680,1**	**100 %**

ПОСТУПЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА, ТРАНСПОРТИРОВАННОГО ПО ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³				
Поступление в газотранспортную систему, всего	**717,8**	**706,7**	**714,3**	**589,7**	**661,2**
Поступление в систему, в т. ч.:	660,9	654,8	669,2	552,4	614,1
центральноазиатский газ	57,0	59,9	61,4	35,7	35,3
азербайджанский газ	–	–	–	–	0,8
Отбор газа из ПХГ России	48,2	41,7	36,1	30,0	40,8
Сокращение запаса газа в газотранспортной системе	8,7	10,2	9,0	7,3	6,3
Распределение из газотранспортной системы, всего	**717,8**	**706,7**	**714,3**	**589,7**	**661,2**
Поставка внутри России, в т. ч.:	352,0	356,4	352,8	335,6	354,9
центральноазиатский газ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Поставка за пределы России, в т. ч.:	254,7	247,3	251,1	195,6	209,3
центральноазиатский газ	56,8	59,7	61,3	35,6	35,2
азербайджанский газ	–	–	–	–	0,8
Закачка газа в ПХГ России	50,3	43,0	51,6	15,7	47,7
Собственные технологические нужды газотранспортной системы и ПХГ	52,0	49,5	49,6	36,3	43,6
Увеличение запаса газа в газотранспортной системе	8,8	10,5	9,2	6,5	5,7

ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ

ЕВРОАЗИАТСКАЯ ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА

Газотранспортные проекты *Газпрома*:

1. СРТО – Торжок
2. Грязовец – Выборг
3. «Северный поток»
4. Расширение Уренгойского газотранспортного узла
5. Мурманск – Волхов
6. Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок
7. Участки развития ГТС в Центральной Азии, включая Прикаспийский газопровод
8. ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток
9. Починки – Грязовец
10. Варианты маршрута газопровода «Южный поток»
11. Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»
12. Джубга – Лазаревское – Сочи
13. «Алтай»

- Основные газопроводы
- Месторождения газа
- Объекты подземного хранения газа (ПХГ)
- Действующие терминалы СПГ
- Перспективные терминалы СПГ

ОСНОВНЫЕ ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Ход реализации проекта
		Протяженность	Количество КС/ общая мощность КС	Годовая производительность	
«СРТО – Торжок»	Транспортировка газа месторождений Северных районов Тюменской области в район г. Торжок; увеличение объема поставки газа потребителям Северо-Западного региона России, а также на экспорт по газопроводу «Ямал – Европа».	2 200 км	13 КС/ 968 МВт	20,5–28,5 млрд м³ в год на различных участках	Ввод в эксплуатацию линейной части завершен в 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2010 г. построено 10 компрессорных станций (КС) суммарной мощностью 743 МВт. Ввод трех КС будет синхронизирован с вводом в эксплуатацию газопровода Бованенково – Ухта в 2012 г.
Грязовец – Выборг	Обеспечение поставок газа на Северо-Запад России и в газопровод «Северный поток».	900 км	7 КС/ 1 155 МВт	55 млрд м³	По состоянию на 31 декабря 2010 г. завершено строительство линейной части первой нитки газопровода. Ввод газопровода в эксплуатацию ожидается в 2011 г., выход на проектную мощность – в 2012 г.
«Северный поток»	Транспортировка российского природного газа в страны Западной Европы по дну Балтийского моря.	1 223 км	Не предусмотрены	До 55 млрд м³	Для проектирования, строительства, эксплуатации и управления газопроводом «Северный поток» создана компания Nord Stream AG. Доли в компании по состоянию на 31 декабря 2010 г. распределены следующим образом: ОАО «Газпром» – 51 %, Wintershall Oil AG (Группа BASF) – 15,5 %, PEG Infrastruktur AG (Группа E.ON) – 15,5 %, Gasunie Infrastruktur AG (Группа Gasunie) – 9 % и GDF SUEZ Holding Switzerland AG (Группа GDF SUEZ) – 9 %. Строительство газопровода «Северный поток» начато в апреле 2010 г. 5 мая 2011 г. была завершена укладка первой нитки газопровода. Ввод в эксплуатацию первой нитки запланирован на 2011 г., второй – на 2012 г.
Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»	Транспортировка газа по территории России для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток».	Около 2 446 км	10 КС/ 1 475 МВт	До 63 млрд м³	Завершены предынвестиционные исследования, получены необходимые согласования. Принято решение о переходе к разработке проектной документации, утверждено задание на проектирование. Определена трасса газопровода, выполняется сбор исходных данных и изысканий на местности.
«Южный поток»	Транспортировка газа из России через акваторию Черного моря и далее по территориям стран Южной и Центральной Европы.	Сухопутный участок – от 1 500 км до 2 300 км (в зависимости от маршрута). Морской участок – около 930 км	Не определено	До 63 млрд м³ (морской участок)	Подписаны Межправительственные соглашения с Болгарией, Сербией, Венгрией, Грецией, Словенией, а также с Хорватией и Австрией, созданы совместные проектные компании с компаниями-партнерами из Венгрии, Греции, Болгарии и Австрии (в 2011 г.). Завершены ТЭО строительства всех участков газопровода: в 2010 г. – в Сербии и Словении, в 2011 г. – в Австрии, Болгарии, Венгрии, Хорватии и Греции. В июне 2010 г. ОАО «Газпром», ENI и EDF подписали трехсторонний Меморандум, определивший конкретные шаги по вхождению EDF в проект строительства морского участка газопровода. В марте 2011 г. ОАО «Газпром» и Wintershall Holding GmbH подписали Меморандум о взаимопонимании, предусматривающий участие Wintershall Holding GmbH в реализации морского участка проекта. На основе выполненных национальных ТЭО ОАО «Газпром» до конца 2011 г. завершит подготовку Сводного ТЭО, по результатам которого будут определены конфигурация системы и основные технико-экономические показатели проекта.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Ход реализации проекта
		Протяженность	Количество КС/ общая мощность КС	Годовая производительность	
Расширение Уренгойского газотранспортного узла	Обеспечение транспортировки увеличивающихся объемов добычи газа *Газпрома* и независимых производителей на разрабатываемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона.	Около 400 км	3 КС/ 272 МВт	40,3–47,5 млрд м³ на различных участках	По состоянию на 31 декабря 2010 г. введено в эксплуатацию 410,2 км линейной части и три КС мощностью 272 МВт.
Прикаспийский газопровод	Транспортировка туркменистанского и казахстанского природного газа по территориям Туркменистана, Казахстана и России.	Не определено	Не определено	До 20 млрд м³	В сентябре 2008 г. ОАО «Газпром», АО «НК «КазМунайГаз» и ГК «Туркменгаз» подписали Соглашение об основных принципах сотрудничества в строительстве Прикаспийского газопровода, Положение о Координационном комитете и Положение о группе управления проектом. Утверждены Базовое задание на ТЭО строительства Прикаспийского газопровода и основные исходные данные по проекту.
Мурманск – Волхов	Обеспечение поставок газа со Штокмановского месторождения для потребителей Северо-Западного региона России.	1 365 км	10 КС/ 1 225 МВт	До 46 млрд м³ (зависит от объемов добычи Штокмановского месторождения)	Выполнен сбор исходных данных и их согласование. Ведутся инженерные изыскания. Осуществляется разработка проектной документации.
Починки – Грязовец	Обеспечение возможности подачи дополнительных объемов газа в Грязовецкий газотранспортный узел и маневрирование потоками газа после ввода месторождений полуострова Ямал.	653 км	5 КС/ 416 МВт	До 36 млрд м³	По состоянию на 31 декабря 2010 г. введено в эксплуатацию 298,3 км линейной части газопровода и одна КС мощностью 96 МВт. Завершение первого этапа строительства газопровода ожидается в 2012 г.
Бованенково – Ухта (первая нитка)	Система газопроводов для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал в центральные районы России.	1 247 км	9 КС/ 1 096 МВт	60 млрд м³	В 2012 г. планируется ввод в эксплуатацию первой очереди строительства, состоящей из линейной части газопровода на участке Бованенково – Ухта, включая двухниточный переход через Байдарацкую губу, и КС Байдарацкая мощностью 96 МВт. По состоянию на 31 декабря 2010 г. на участке Бованенково – Ухта сварено в нитку около 720 км линейной части, включая подводный переход через Байдарацкую губу. Ввод участка Ухта – Торжок планируется в конце 2012 г.
Ухта – Торжок (первая нитка)		1 371 км	9 КС/ 869 МВт	45 млрд м³	
Сахалин – Хабаровск – Владивосток (первый пусковой комплекс)	Обеспечение потребности в газе потребителей Хабаровского и Приморского краев и Сахалинской области.	1 322 км (включая двухниточный переход через пролив Невельского – 24 км и газопровод-отвод к ГРС г. Владивосток – 115 км)	1 КС/ 32 МВт	5 млрд м³	По состоянию на 31 декабря 2010 г. сварено в нитку около 1 140 км газопровода. Строительство предполагается завершить в III кв. 2011 г.
Соболево – Петропавловск-Камчатский	Транспортировка газа с месторождений на западном побережье Камчатского полуострова до г. Петропавловск-Камчатский.	395 км	Не предусмотрены	750 млн м³	В 2010 г. газопровод введен в эксплуатацию, начаты поставки газа на ТЭЦ-2 г. Петропавловск-Камчатский.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Ход реализации проекта
		Протяженность	Количество КС/ общая мощность КС	Годовая производительность	
Газопровод «Алтай»	Обеспечение поставок трубопроводного газа из России в Китай по западному маршруту.	2 622 км	10 КС	30 млрд м^3	В настоящее время ведутся переговоры по коммерческим условиям поставок газа.
Джубга – Лазаревское – Сочи	Обеспечение газоснабжения потребителей Туапсинского района, г. Сочи, прилегающих районов и олимпийских объектов, а также в целом энергобезопасности Сочинского региона.	176,2 км		3,8 млрд м^3	По состоянию на 31 декабря 2010 г. построен морской участок газопровода и введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс протяженностью 13,35 км.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

ДЕЙСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА ГАЗПРОМА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

- ○ Действующие ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м^3
- ● Действующие ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м^3
- • Строящиеся и проектируемые ПХГ
- □ Разведываемые площади под ПХГ
- Основные газопроводы

ХАРАКТЕРИСТИКА РОССИЙСКИХ ПХГ ГАЗПРОМА

	По состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	25	25	25	25	25
Объем активной емкости по обустройству, млрд м^3	64,65	64,94	65,20	65,20	65,41
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 588	2 618	2 615	2 601	2 564

ХРАНЕНИЕ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	Сезон закачки				
	2006	2007	2008	2009	2010
Закачка газа в ПХГ, млн м³					
I кв.	0,0	1 074,8	107,1	161,4	866,6
II кв.	21 189,2	21 295,6	24 370,5	3 075,0	24 097,7
III кв.	25 659,5	19 766,1	24 020,4	10 116,9	20 681,0
IV кв.	3 500,8	859,5	3 150,4	2 319,1	2 085,4
Всего за сезон	**50 349,5**	**42 996,0**	**51 648,4**	**15 672,4**	**47 730,7**
	Сезон отбора				
	2006–2007	2007–2008	2008–2009	2009–2010	2010–2011
Отбор газа из ПХГ, млн м³					
III кв.	4,1	89,7	107,1	155,8	135,0
IV кв.	12 743,4	21 688,7	7 634,2	18 980,5	14 428,8
I кв. следующего года	19 763,6	28 347,1	8 653,9	26 176,9	31 740,7
II кв. следующего года	116,5	18,5	2 234,0	44,4	1 307,9
Всего за сезон	**32 627,6**	**50 144,0**	**18 629,2**	**45 357,6**	**47 612,4**
Максимальная потенциальная суточная производительность в сезон отбора, млн м³/сут	600,0	608,0	620,0	620,0	620,0
Средняя суточная производительность в декабре – феврале сезона отбора, млн м³/сут	488,0	492,4	500,0	500,0	500,0

ДЕЙСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПХГ ЗА РУБЕЖОМ

ЗАКАЧКА И ОТБОР ГАЗА ГАЗПРОМА ИЗ ПХГ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

	Сезон закачки I-IV кв.				
	2006	2007	2008	2009	2010
Закачка газа в ПХГ за рубежом, млн м³					
Страны БСС					
Латвия	1 588,9	135,3	1 300,1	588,1	1 639,4
Армения	101,0	87,0	89,0	70,0	46,1
Дальнее зарубежье					
Германия	1 142,7	1 111,0	1 384,8	583,6	705,3
Австрия	449,0	944,8	858,6	474,1	580,7
Великобритания	294,4	414,5	528,9	225,8	233,7
Франция	–	–	273,9	250,0	298,2
Нидерланды	–	–	–	328,0	853,8
Всего за сезон	**3 576,0**	**2 692,6**	**4 435,3**	**2 519,6**	**4 357,2**
	Сезон отбора III-IV кв., а также I-II кв. следующего года				
	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Отбор газа из ПХГ за рубежом*, млн м³					
Страны БСС					
Латвия	213,1	288,3	682,8	1 009,2	1 658,5
Армения	78,0	64,0	80,0	24,0	21,2
Дальнее зарубежье					
Германия	887,4	952,2	790,1	731,4	454,6
Австрия	200,0	652,8	381,9	480,1	543,7
Великобритания	371,2	422,4	227,5	318,0	435,0
Франция	–	–	273,9	248,5	299,6
Всего за сезон	**1 749,7**	**2 379,7**	**2 436,2**	**2 811,2**	**3 412,6**

* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

(без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Переработка природного и попутного газа, млрд м³					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*	33,5	33,3	33,3	30,4	33,6
*Сибур Холдинг***	13,8	10,7	5,1	–	–
Всего	**47,3**	**44,0**	**38,4**	**30,4**	**33,6**
Переработка нефти и нестабильного газового конденсата, млн т					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*	12,0	12,0	11,7	10,9	12,3
Газпром нефть всего, в т. ч.:	24,4	26,2	28,4	33,4	37,9
в России	24,4	26,2	28,4	31,0	35,0
за рубежом***	–	–	–	2,4	2,9
Всего	**36,4**	**38,2**	**40,1**	**44,3**	**50,2**

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** Показатели *Сибур Холдинга* учтены до момента деконсолидации с III кв. 2008 г.

*** Включает показатели NIS после консолидации с 1 февраля 2009 г.

ПРОИЗВОДСТВО ОСНОВНЫХ ВИДОВ ПРОДУКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

(без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 792,8	3 653,2	3 413,8	3 408,2	3 828,3
Сухой газ, млрд м³	38,1	35,8	30,9	24,2	26,2
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	5 325,1	5 537,6	4 104,1	2 806,6	3 119,3
Автомобильный бензин, тыс. т	7 218,8	7 518,7	7 606,2	8 648,8	9 368,8
Технологический бензин, тыс. т	1 755,0	1 735,0	1 914,2	2 129,9	1 620,1
Дизельное топливо, тыс. т	9 056,9	9 510,7	10 406,6	11 214,2	12 830,9
Авиационное топливо, тыс. т	1 790,2	1 944,2	1 967,3	2 276,0	2 598,1
Мазут топочный, тыс. т	4 886,5	5 653,9	6 138,5	6 355,6	8 176,4
Масла, тыс. т	327,0	346,4	328,3	371,4	367,1
Сера, тыс. т	5 353,5	5 432,3	5 385,9	4 404,6	5 250,4
Гелий, тыс. м³	3 838,1	4 874,0	5 037,9	4 892,6	4 856,1
Одорант, тыс. т	3,0	2,8	3,0	3,0	3,3
ШФЛУ, тыс. т	3 896,7	2 648,9	1 488,5	454,0	491,7

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Этан, тыс. т	223,2	238,4	327,2	362,1	384,1
Техуглерод, тыс. т	34,5	35,4	30,4	21,1	31,6
Метанол, тыс. т	657,1	–	–	419,0	663,2
Пентан-гексановая фракция (ПГФ), тыс. т	92,6	102,6	111,0	35,2	151,5

ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ ОСНОВНЫМИ ДОЧЕРНИМИ ОБЩЕСТВАМИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

(без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 792,8	3 653,2	3 413,8	3 408,2	3 828,3
Сухой газ, млрд м^3	26,0	26,5	26,5	24,2	26,2
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	1 837,7	2 109,8	2 037,2	2 025,2	2 311,6
Автомобильный бензин, тыс. т	2 158,8	2 141,8	2 132,3	2 018,1	2 114,3
Дизельное топливо, тыс. т	1 442,9	1 429,3	1 394,1	1 276,5	1 366,2
Авиационное топливо, тыс. т	150,2	133,9	161,4	165,8	165,7
Мазут топочный, тыс. т	380,5	394,2	389,7	347,9	377,9
Сера, тыс. т	5 296,3	5 370,1	5 319,8	4 322,1	5 154,9
Гелий, тыс. м^3	3 838,1	4 874,0	5 037,9	4 892,6	4 856,1
Одорант, тыс. т	3,0	2,8	3,0	3,0	3,3
ШФЛУ, тыс. т	881,4	587,5	554,6	454,0	491,7
Этан, тыс. т	223,2	238,4	327,2	362,1	384,1
Техуглерод, тыс. т	34,5	35,4	30,4	21,1	31,6
Метанол, тыс. т	657,1	–	–	419,0	663,2
ПГФ, тыс. т	92,6	102,6	111,0	35,2	151,5
Газпром нефть					
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	544,6	566,1	563,8	781,4	807,7
Автомобильный бензин, тыс. т	5 060,0	5 376,9	5 473,9	6 630,7	7 254,5
Технологический бензин, тыс. т	1 755,0	1 735,0	1 914,2	2 129,9	1 620,0
Дизельное топливо, тыс. т	7 614,0	8 081,4	9 012,5	9 937,7	11 464,7
Авиационное топливо, тыс. т	1 640,0	1 810,3	1 805,9	2 110,2	2 432,5
Мазут топочный, тыс. т	4 506,0	5 259,7	5 748,8	6 007,7	7 798,5
Масла, тыс. т	327,0	346,4	328,3	371,4	367,1
Сера, тыс. т	57,2	62,2	66,1	82,5	95,5
в т. ч. за рубежом**					
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	–	–	–	105,4	110,5
Автомобильный бензин, тыс. т	–	–	–	502,8	554,4
Технологический бензин, тыс. т	–	–	–	110,8	133,7
Дизельное топливо, тыс. т	–	–	–	836,0	898,1
Авиационное топливо, тыс. т	–	–	–	48,3	68,2
Мазут топочный, тыс. т	–	–	–	460,3	528,5

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Сибур Холдинг ***					
Сухой газ, млрд м³	12,1	9,3	4,4	–	–
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	2 942,8	2 861,7	1 503,1	–	–
ШФЛУ, тыс. т	3 015,3	2 061,4	933,9	–	–
Бензин газовый стабильный тыс. т	613,0	677,0	284,0	–	–
Мономеры, жидкие и мономерсодержащие углеводородные фракции, тыс. т	2 122,5	1 997,9	1 096,3	–	–
Полимеры и изделия, тыс. т	490,0	506,0	290,0	–	–
Синтетические каучуки, тыс. т	624,0	553,4	267,9	–	–
Продукция органического синтеза, тыс. т	1 109,0	1 134,6	544,5	–	–
Метил третбутиловый эфир (МТБЭ), тыс. т	371,5	458,4	243,5	–	–
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	1 360,4	1 598,1	1 103,4	–	–
Шины, млн шт.	12,8	13,6	6,5	–	–

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** Включает показатели NIS после консолидации с 1 февраля 2009 г.

*** Показатели *Сибур Холдинга* учтены до момента деконсолидации с III кв. 2008 г.

РАЗМЕЩЕНИЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ПРЕДПРИЯТИЯ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПРОИЗВОДСТВУ НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию/ год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2010 г.	Основная продукция
Основные дочерние общества со 100%-ным участием					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	■ 12,0 млрд м³ природного газа ■ 7,3 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин, дизтопливо, мазут, сера
Оренбургский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1974 г.	■ 37,5 млрд м³ природного газа ■ 6,2 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант
Оренбургский гелиевый завод	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1978 г.	■ 15,0 млрд м³ природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этан, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск, Республика Коми	1946 г.	■ 3,0 млрд м³ природного газа ■ 1,25 млн т нестабильного конденсата (деэтанизация)	Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, автомобильный бензин, техуглерод
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Уренгой	1985 г.	■ 13,9 млн т нестабильного конденсата (деэтанизация и стабилизация)	Деэтанизированный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, автомобильный бензин, дизтопливо, дистиллят газового конденсата легкий (ДКГЛ)
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	■ 8,05 млн т нестабильного, в т. ч. деэтанизированного конденсата (стабилизация)	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизтопливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, ДКГЛ
Завод по производству метанола	ООО «Сибметхим»	Томск	1983 г.	■ 750 тыс. т метанола	Метанол, формалин, карбамидоформальдегидные смолы
Газпром нефть					
Омский НПЗ	ОАО «Газпром нефть»	Омск	1955 г.	■ 19,5 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, нефтяные битумы, сера
Московский НПЗ	ОАО «Московский НПЗ»	Москва	1938 г.	■ 12,15 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, газы углеводородные сжиженные, сера
Завод по смешению масел и смазок (г. Бари)	Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	■ 30 тыс. т масел и 6 тыс. т смазочных материалов	Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки
НПЗ (г. Панчево)	NIS	Панчево (Сербия)	1968 г.	■ 7,3 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, битумы, сера и пропилен
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.		Бензин автомобильный, дизтопливо, мазут, масла и битумы

Кроме того *Группа Газпром* имеет доступ к мощностям ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» в соответствии с долей участия в капитале ОАО «НГК «Славнефть»:

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию/ год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2010 г.	Основная продукция
Ярославнефтеоргсинтез	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославль	1958–1961 гг.	■ 15,2 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, сера, серная кислота, парафино-восковая продукция

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ГЕНЕРИРУЮЩИЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	По состоянию на 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Электрические мощности, МВт				
ОАО «Мосэнерго»*	11 117	11 904	11 918	11 900
ОАО «ОГК-2»*	–	8 695	8 695	8 707
ОАО «ОГК-6»*	–	9 052	9 052	9 162
ОАО «ТГК-1»*	–	–	6 313	6 266
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	170	170	170	170
Всего	**11 287**	**29 821**	**36 148**	**36 205**
Тепловые мощности, Гкал/ч				
ОАО «Мосэнерго»*	34 297	34 167	34 900	34 852
ОАО «ОГК-2»*	–	1 700	1 700	1 649
ОАО «ОГК-6»*	–	2 700	2 700	2 704
ОАО «ТГК-1»*	–	–	14 362	14 426
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	894	894	894	894
Всего	**35 191**	**39 461**	**54 556**	**54 525**

* Показатели приведены с момента установления контроля.

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

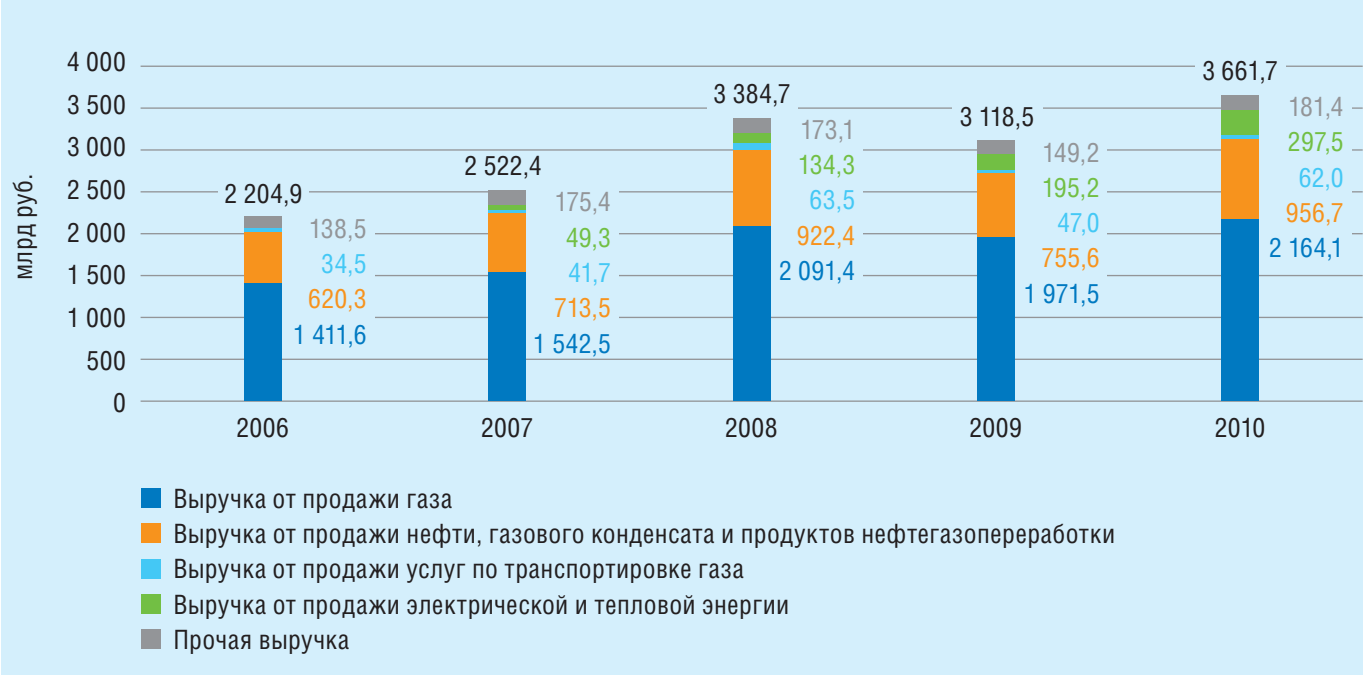
	За год, закончившийся 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Производство электроэнергии, млрд кВт•ч				
ОАО «Мосэнерго»*	31,9	64,2	61,7	65,0
ОАО «ОГК-2»**	–	24,9	47,2	47,6
ОАО «ОГК-6»**	–	19,5	29,0	34,9
ОАО «ТГК-1»***	–	–	–	27,2
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,6	0,7	0,6	0,4
Всего	**32,5**	**109,3**	**138,5**	**175,1**
Производство тепла, млн Гкал				
ОАО «Мосэнерго»*	28,0	62,4	65,3	69,9
ОАО «ОГК-2»**	–	1,2	2,4	2,4
ОАО «ОГК-6»**	–	2,2	4,4	4,4
ОАО «ТГК-1»***	–	–	–	28,8
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,3	1,3	1,3	1,4
Всего	**29,3**	**67,1**	**73,4**	**106,9**

* Показатели включены в состав общих показателей *Группы* после консолидации со II полугодия 2007 г.
** Показатели включены в состав общих показателей *Группы* после консолидации со II полугодия 2008 г.
*** Показатели включаются в состав общих показателей *Группы* начиная с 1 января 2010 г.

РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА

СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)



ВЫРУЧКА ОТ ПРОДАЖИ ГАЗА

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	млн руб.				
Россия	356 033	399 452	474 268	494 931	614 702
Дальнее зарубежье*	845 867	873 410	1 260 645	1 105 453	1 099 225
Страны БСС	209 719	269 645	356 514	371 152	450 137
Всего	**1 411 619**	**1 542 507**	**2 091 427**	**1 971 536**	**2 164 064**
	млн долл.**				
Россия	13 522	16 270	16 142	16 366	20 167
Дальнее зарубежье*	32 126	35 577	42 908	36 556	36 064
Страны БСС	7 965	10 984	12 135	12 274	14 768
Всего	**53 613**	**62 831**	**71 185**	**65 196**	**70 999**
	млн евро**				
Россия	10 260	11 117	11 445	11 407	15 242
Дальнее зарубежье*	24 377	24 309	30 421	25 477	27 256
Страны БСС	6 044	7 505	8 603	8 554	11 161
Всего	**40 681**	**42 931**	**50 469**	**45 438**	**53 659**

* Начиная с 2008 г. данные по выручке от продажи газа представлены без учета торговых операций без фактической поставки газа по Группе Газпром Германия.

** Данные не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

СРЕДНЯЯ ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Россия					
руб./1 000 м³	1 125,4	1 301,1	1 652,8	1 885,0	2 345,5
долл.*/1 000 м³	42,7	53,0	56,3	62,3	77,0
евро*/1 000 м³	32,4	36,2	39,9	43,4	58,2
Дальнее зарубежье					
руб./1 000 м³	5 238,5	5 181,9	7 521,5	7 452,1	7 420,7
долл.*/1 000 м³	199,0	211,1	256,0	246,4	243,5
евро*/1 000 м³	151,0	144,2	181,5	171,7	184,0
Страны БСС					
руб./1 000 м³	2 077,4	2 672,9	3 693,9	5 483,7	6 416,5
долл.*/1 000 м³	78,9	108,9	125,7	181,3	210,5
евро*/1 000 м³	59,9	74,4	89,1	126,4	159,1

* Данные не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³				
Объем продаж газа в России	**316,3**	**307,0**	**287,0**	**262,6**	**262,1**
Объем продаж газа в дальнее зарубежье					
Австрия	6,6	5,4	5,8	5,4	5,6
Бельгия	3,2	4,3	3,4	0,5	0,5
Финляндия	4,9	4,7	4,8	4,4	4,8
Франция	10,0	10,1	10,4	8,3	8,9
Германия	34,4	34,5	37,9	33,5	35,3
Греция	2,7	3,1	2,8	2,1	2,1
Италия	22,1	22,0	22,4	19,1	13,1
Швейцария	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Нидерланды	4,7	5,5	5,3	4,3	4,3
Турция	19,9	23,4	23,8	20,0	18,0
Великобритания	8,7	15,2	7,7	11,9	10,7
Босния и Герцеговина	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Болгария	2,7	2,8	2,9	2,2	2,3
Хорватия	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1
Чехия	7,4	7,2	7,9	7,0	9,0
Венгрия	8,8	7,5	8,9	7,6	6,9
Македония	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Польша	7,7	7,0	7,9	9,0	11,8
Румыния	5,5	4,5	4,2	2,5	2,6
Сербия	2,1	2,1	2,2	1,7	2,1

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	млрд м³				
Словакия	7,0	6,2	6,2	5,4	5,8
Словения	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
Другие страны	0,4	0,5	0,6	1,2	2,1
Всего	**161,5**	**168,5**	**167,6**	**148,3**	**148,1**
Объем продаж газа в страны БСС					
Армения	1,7	1,9	2,1	1,7	1,4
Азербайджан	4,0	–	–	–	–
Беларусь	20,5	20,6	21,1	17,6	21,6
Эстония	0,7	0,9	0,6	0,8	0,4
Грузия	1,9	1,2	0,7	0,1	0,2
Казахстан	6,5	10,0	9,6	3,1	3,4
Латвия	1,4	1,0	0,7	1,1	0,7
Литва	2,8	3,4	2,8	2,5	2,8
Молдова	2,5	2,7	2,7	3,0	3,2
Украина	59,0	59,2	56,2	37,8	36,5
Всего	**101,0**	**100,9**	**96,5**	**67,7**	**70,2**
Итого	**578,8**	**576,4**	**551,1**	**478,6**	**480,4**

ОБЪЕМЫ СДЕЛОК ГРУППЫ ГАЗПРОМ С СПГ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
млн т	0,32	0,33	0,47	1,35	1,82
млрд м³	0,44	0,45	0,64	1,84	2,47

УЧАСТИЕ ГАЗПРОМА В ОБЕСПЕЧЕНИИ ВНУТРЕННЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Внутреннее потребление газа в России, млрд м³	458,9	467,1	462,5	432,2	460,3
Поставка потребителям России по газотранспортной системе Единой системы газоснабжения (без учета технологических нужд ГТС)*, млрд м³	348,8	353,0	349,5	332,5	351,7
от добычи *Группы Газпром***	295,1	296,6	290,1	272,1	288,1

* К Единой системе газоснабжения не подключены газотранспортные системы Дальнего Востока России, Республики Саха (Якутия), г. Норильск.

** Данные за 2006–2008 гг. приведены без учета объемов добычи газа *Группой Газпром нефть*.

СТРУКТУРА ПРОДАЖ ГАЗА ГРУППЫ ГАЗПРОМ В РОССИИ ПО ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	Доля				
Энергетика*	37 %	37 %	33 %	31 %	30 %
Металлургия	6 %	7 %	7 %	7 %	7 %
Агрохимия	6 %	7 %	7 %	7 %	7 %
Население	15 %	16 %	17 %	19 %	19 %
Коммунальный комплекс	10 %	11 %	11 %	14 %	15 %
Прочее	26 %	22 %	25 %	22 %	22 %
Всего	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**

* Продажи газа сектору электроэнергетики приведены без учета продаж газа электроэнергетическим компаниям *Группы*.

СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ ОПТОВЫЕ РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ В РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
	руб. за 1 000 м^3				
Всем категориям	1 129,4	1 301,1	1 636,0	1 893,5	2 392,0
Промышленности	1 179,8	1 353,8	1 699,2	1 970,0	2 495,3
Населению	896,9	1 031,7	1 288,8	1 486,4	1 880,6

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ В РОССИИ

	За год, закончившийся, и по состоянию на 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) *Газпрома*, тыс. км	514,2	544,5	586,8	611,8	632,7
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО *Газпрома*, млрд м^3	222,4	222,4	224,7	217,4	225,0
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми газораспределительными организациями *Газпрома*					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	25,9	26,1	26,6	26,7	26,9
промышленные предприятия, тыс. ед.	15,9	16,2	17,6	18,9	19,7
котельные, тыс. ед.	35,8	36,4	39,0	40,6	41,4
коммунально-бытовые предприятия, тыс. ед.	173,4	181,8	202,5	211,6	218,2
Объем финансирования *Газпромом* Программ газификации, млрд руб.	17,9	20,8	24,2	19,3	25,6
Уровень газификации природным и сжиженным газом* в зоне деятельности организаций *Группы Газпром*	82,5 %	80,4 %	77,9 %	78,2 %	77,9 %
в городах и поселках городского типа	84,7 %	83,1 %	81,4 %	81,5 %	82,4 %
в сельской местности	77,5 %	74,3 %	70,4 %	71,0 %	68,5 %

* Определен как отношение газифицированных квартир к общему количеству квартир в регионе, выраженное в процентах.

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Объемы реализации нефти и газового конденсата, млн т				
Россия	7,3	11,8	9,7	9,8
Дальнее зарубежье	15,6	16,7	16,1	16,3
Страны БСС	2,5	3,3	3,3	3,0
Всего	**25,4**	**31,8**	**29,1**	**29,1**
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.				
Россия	47 129	81 468	56 771	74 697
Дальнее зарубежье	117 148	161 389	131 714	146 959
Страны БСС	19 586	26 570	26 562	25 988
Всего	**183 863**	**269 427**	**215 047**	**247 644**
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн долл.*				
Россия	1 919	2 773	1 877	2 451
Дальнее зарубежье	4 772	5 493	4 356	4 821
Страны БСС	798	904	878	853
Всего	**7 489**	**9 170**	**7 111**	**8 125**
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн евро *				
Россия	1 312	1 966	1 308	1 852
Дальнее зарубежье	3 260	3 895	3 036	3 644
Страны БСС	545	641	612	644
Всего	**5 117**	**6 502**	**4 956**	**6 140**

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Объемы реализации продуктов нефтегазопереработки, млн т				
Россия	23,2	25,1	24,4	28,6
Дальнее зарубежье	16,7	14,7	16,5	19,7
Страны БСС	5,4	3,9	3,3	3,8
Всего	**45,3**	**43,7**	**44,2**	**52,1**
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.				
Россия	304 319	378 182	297 885	412 208
Дальнее зарубежье	183 167	229 794	206 669	260 835
Страны БСС	42 181	44 980	35 951	36 042
Всего	**529 667**	**652 956**	**540 505**	**709 085**
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн долл.*				
Россия	12 396	12 873	9 851	13 524
Дальнее зарубежье	7 461	7 821	6 834	8 558
Страны БСС	1 718	1 531	1 189	1 182
Всего	**21 575**	**22 225**	**17 874**	**23 264**
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн евро *				
Россия	8 470	9 127	6 865	10 220
Дальнее зарубежье	5 098	5 545	4 763	6 468
Страны БСС	1 174	1 085	829	894
Всего	**14 742**	**15 757**	**12 457**	**17 582**

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, УСЛУГ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

ПРОДАЖА ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Реализация электроэнергии, млрд кВт•ч	32,2	115,2	147,7	191,3
реализация покупных объемов	–	7,1	12,0	29,2
Реализация тепла, млн Гкал	29,4	67,0	73,5	102,4
реализация покупных объемов	–	0,6	0,7	1,0
Выручка от продажи электрической и тепловой энергии (за вычетом НДС)*				
млн руб.	49 284	134 334	195 166	297 461
млн долл.**	2 007	4 572	6 454	9 759
млн евро**	1 372	3 242	4 498	7 376

* Начиная с 2008 г. данные по выручке от продажи электрической и тепловой энергии представлены без учета торговых операций без фактической поставки по Группе Газпром Германия.

** Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

ОКАЗАНИЕ УСЛУГ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2007	2008	2009	2010
Оказание услуг по транспортировке газа компаниям, не входящим в *Группу Газпром*, млрд м^3	106,1	111,2	66,5	72,6
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа (за вычетом НДС)				
млн руб.	41 740	63 468	47 029	62 053
млн долл.*	1 700	2 160	1 555	2 036
млн евро*	1 162	1 532	1 084	1 539

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по обменному курсу на конец соответствующего периода.

ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, НИОКР

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2008	2009	2010
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т, в т. ч.:	**3 340,7**	**3 391,1**	**3 225,3**
оксид углерода	785,5	645,8	666,8
оксиды азота	339,4	335,3	377,4
диоксид серы	248,6	249,1	296,1
углеводороды (включая метан)	1 712,4	1 859,8	1 589,1
Сброс сточных вод, млн м^3	**4 115,9**	**5 336,3**	**5 701,0**
в поверхностные водные объекты	3 895,1	5 175,9	5 364,1
из них нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	3 853,1	5 031,3	5 348,9
Образование отходов, тыс. т	**4 084,5**	**5 210,8**	**5 600,3**
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	**8,3**	**12,6**	**9,8**

ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПО ГРУППЕ ГАЗПРОМ, МЛН РУБ.

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2008	2009	2010
Текущие затраты	17 162,3	10 376,5	10 289,8
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	1 428,8	962,7	1 243,2
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	2 678,8	1 218,4	1 234,4
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	3 493,7	6 323,6	7 744,4
Всего	**24 763,6**	**18 881,2**	**20 511,8**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ОАО «ГАЗПРОМ» И ЕГО ОСНОВНЫХ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ СО 100%-НЫМ УЧАСТИЕМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Природный газ,					
млн м^3	3 603,5	3 062,8	2 357,4	2 179,3	2 307,7
тыс. т у. т.	4 108,0	3 491,6	2 687,5	2 484,4	2 630,8
Электроэнергия,					
млн кВт•ч	292,9	271,9	250,8	171,6	181,6
тыс. т у. т.	95,2	88,4	81,5	55,8	59,0
Тепловая энергия,					
тыс. Гкал	231,7	191,3	204,3	180,4	200,2
тыс. т у. т.	33,1	27,3	29,3	25,8	28,6
Всего*, тыс. т у. т.	**4 236,3**	**3 607,3**	**2 798,3**	**2 566,0**	**2 718,4**

* Не включает экономию прочих топливно-энергетических ресурсов.

НИОКР, ВЫПОЛНЕННЫЕ ПО ЗАКАЗУ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2008	2009	2010
Объем НИОКР, млрд руб. (без НДС)	4,9	7,4	7,0

ПЕРСОНАЛ

СРЕДНЕСПИСОЧНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2006	2007	2008	2009	2010
Среднесписочная численность, тыс. человек	432,2	436,1	456,2	383,4	389,7

СТРУКТУРА ПЕРСОНАЛА ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2008	2009	2010
Списочная численность работников *Группы* на конец года, тыс. человек			
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием *	234,6	236,9	219,3
Группа Газпром нефть	48,2	62,2	62,5
Прочие дочерние общества	93,5	94,5	118,8
Всего	**376,3**	**393,6**	**400,6**
в т. ч. по категориям:			
руководители	11,6 %	12,3 %	12,2 %
специалисты	22,6 %	23,5 %	24,3 %
рабочие	61,8 %	61,6 %	59,4 %
другие служащие	4,0 %	2,6 %	4,1 %
в т. ч. по возрастным группам:			
до 30 лет	16,7 %	18,7 %	18,3 %
от 30 до 40 лет	27,1 %	26,6 %	27,3 %
от 40 до 50 лет	32,8 %	30,6 %	29,8 %
50 лет и старше	23,4 %	24,1 %	24,6 %

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ПЕРСОНАЛА ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2008	2009	2010
Руководители*			
высшее и послевузовское	79,3 %	80,8 %	79,9 %
среднее специальное	18,3 %	17,0 %	15,3 %
среднее	2,4 %	2,2 %	4,8 %
Специалисты			
высшее и послевузовское	75,8 %	78,7 %	76,9 %
среднее специальное	20,7 %	18,4 %	17,2 %
среднее	3,5 %	2,9 %	5,9 %
Рабочие			
высшее и послевузовское	12,7 %	13,1 %	14,3 %
среднее специальное	25,9 %	26,7 %	27,7 %
среднее	61,4 %	60,2 %	58,0 %

* В категорию включены руководители всех уровней управления.

КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕСЧЕТА

Мера	Соответствие
1 млрд м^3 природного газа	35,316 млрд фут^3 природного газа
1 млрд фут^3 природного газа	0,028 млрд м^3 природного газа
1 т нефти	1 000 кг; 2 204,6 фунтов; 7,33 барр. нефти
1 т газового конденсата	8,18 барр. газового конденсата
1 барр. нефти	0,1364 т нефти
1 барр. газового конденсата	0,1222 т газового конденсата
1 км	примерно 0,62 мили
1 т у. т.	867 м^3 природного газа; 0,7 т газового конденсата; 0,7 т нефти
1 тыс. м^3 природного газа	1,154 т у. т.
1 т нефти, 1 т газового конденсата	1,43 т у. т.
1 барр. газового конденсата, 1 барр. нефти	1 барр. н. э.
1 тыс. м^3 природного газа	5,89 барр. н. э.
1 млн т СПГ	1,36 млрд м^3 природного газа

ГЛОССАРИЙ ОСНОВНЫХ ПОНЯТИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

Термины и сокращения	Описание
BNYM	The Bank of New York Mellon
АДР ОАО «Газпром»	Американская депозитарная расписка, выпущенная на акции ОАО «Газпром». Эквивалентна четырем обыкновенным акциям ОАО «Газпром».
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БСС	Бывшие республики Союза Советских Социалистических Республик, кроме Российской Федерации
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	Газо- и/или конденсатоперерабатывающий завод
ГРР	Геолого-разведочные работы
Группа Газпром, Группа, Газпром	Совокупность компаний, состоящая из ОАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних обществ.
ГТС	Газотранспортная система
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран БСС
Доллары, долл.	Доллары США
Запасы углеводородов категорий A+B+C_1	Разведанные запасы по российской классификации
Запасы углеводородов категории C_2	Запасы нефти и газа, наличие которых предполагается по геолого-геофизическим данным в пределах известных газоносных районов. Запасы категории C_2 относятся к предварительно оцененным.
кВт•ч	Киловатт в час
КС	Компрессорная станция
ЛФБ	Лондонская фондовая биржа
$м^3$	Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20°С.
ММВБ	Московская межбанковская валютная биржа
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием	ОАО «Газпром» и его дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа – ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Уфа»,

	ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз-Кубань», ООО «Газпром ПХГ»; а также ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества, ЗАО «Газпром нефть Оренбург», ООО «Газпром добыча шельф», ООО «Газпром нефть шельф», ОАО «Севернефтегазпром» (до декабря 2007 г.), ООО «Пургаздобыча» (до момента его присоединения к ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в декабре 2008 г.), ООО «Сервиснефтегаз».
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПХГ	Подземное хранилище газа
Рубли, руб.	Российские рубли
СПГ	Сжиженный природный газ
«СРТО – Торжок»	Газопровод из Северных районов Тюменской области до г. Торжок
Стандарты PRMS	Международная классификация и оценка запасов углеводородов по стандартам PRMS («Системы управления углеводородными ресурсами»).
т	Метрическая тонна
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
Условное топливо (угольный эквивалент), у. т.	Условно-натуральная единица. Пересчет количества топлива данного вида в условное производится с помощью коэффициента, равного отношению теплосодержания 1 кг топлива данного вида к теплосодержанию 1 кг условного топлива, которое принимается равным 29,3076 МДж.
ФО	Федеральный округ
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов