

СОДЕРЖАНИЕ

Газпром в энергетике России и мира	4
Макроэкономические данные	6
Рыночные индикаторы	8
Запасы	10
Лицензии	18
Добыча	20
Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности	25
Основные проекты в области поиска, разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах.....	28
Перспективные месторождения на территории России	38
Транспортировка	41
Газотранспортные проекты.....	43
Подземное хранение газа	46
Переработка углеводородов и производство продукции переработки.....	50
Производство тепла и электроэнергии	54
Реализация газа	55
Газораспределение и газификация в России	59
Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки	60
Реализация тепла и электроэнергии, услуг по транспортировке газа	62
Экология, энергосбережение, НИОКР	63
Персонал	65
Коэффициенты пересчета	66
Глоссарий основных понятий и сокращений	67

Примечания.

Справочник «Газпром в цифрах 2005–2009 гг.» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2010 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.

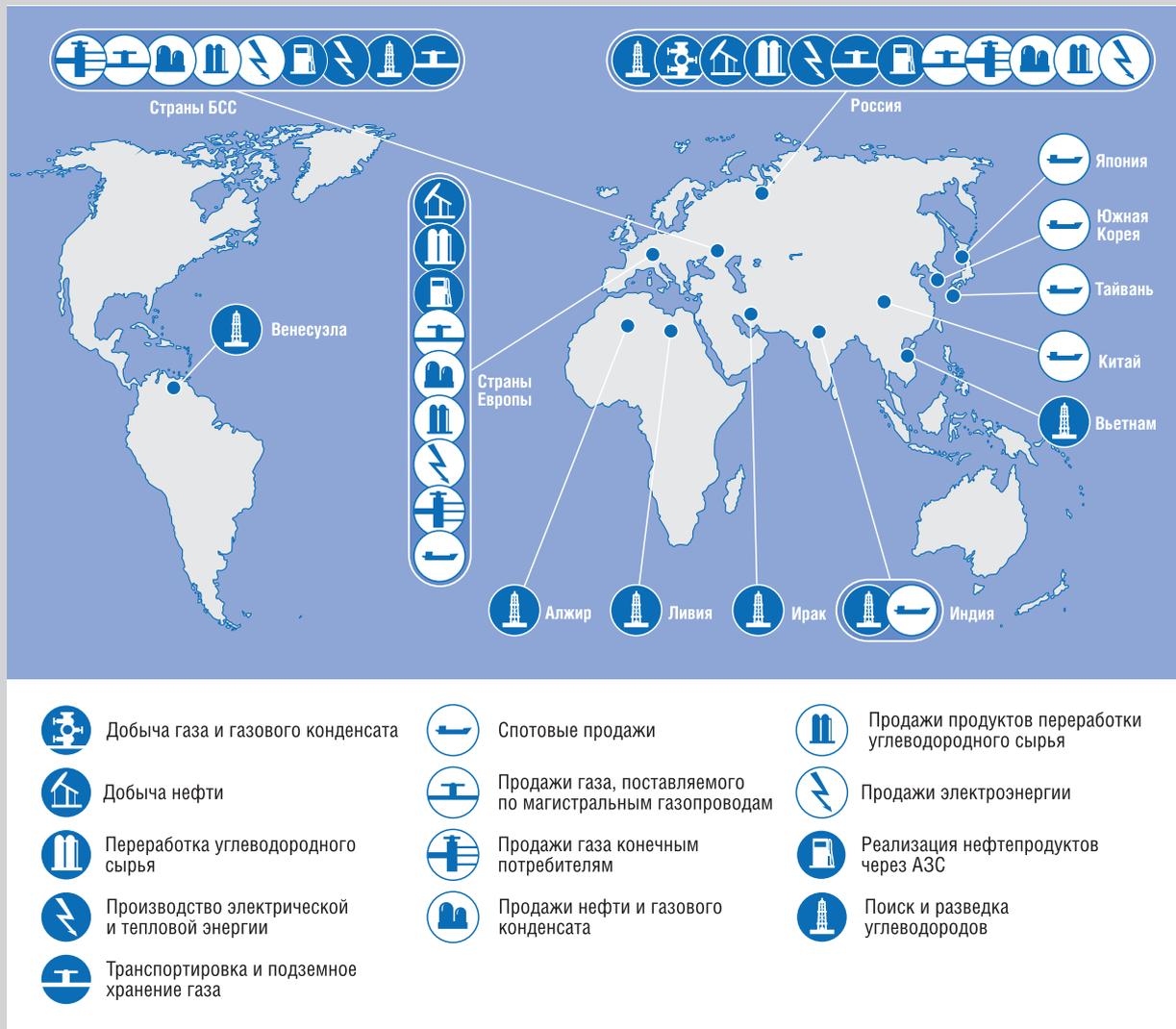
Приведенные в издании показатели деятельности *Газпрома* в целом сформированы на основании принципов составления сводной бухгалтерской отчетности *Группы Газпром*. При этом ряд показателей деятельности ОАО «Газпром», его дочерних обществ приводятся на основе управленческой отчетности. В связи с различиями 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 США и евро получены расчетным путем по указанным обменным курсам и не являются данными финансовой отчетности *Группы*.

ГАЗПРОМ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ И МИРА

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ГРУППЫ ГАЗПРОМ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ В 2009 Г.



ГАЗПРОМ В МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

	За период и по состоянию на конец года				
	2005	2006	2007	2008	2009
Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности					
Запасы газа*	16,6 %	16,8 %	16,5 %	18,0 %	18,0 %
Добыча газа*	18,5 %	18,1 %	17,4 %	16,7 %	14,5 %
Мировая торговля газом*	25,3 %	27,1 %	27,0 %	25,4 %	22,8 %
Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России					
Контролируемые российские запасы газа	60,9 %	62,4 %	62,1 %	68,9 %	69,8 %
Добыча газа**	86,6 %	84,7 %	83,9 %	82,7 %	79,2 %
Добыча нефти и газового конденсата**	4,5 %	9,4 %	9,2 %	8,8 %	8,4 %
Переработка природного газа и ПНГ**	78,4 %	76,9 %	70,2 %	59,1 %	47,6 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	4,9 %	14,0 %	14,1 %	14,5 %	15,5 %
Выработка электроэнергии**	–	–	3,1 %	10,5 %	13,9 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов, тыс. км	155,0	156,9	158,2	159,5	160,4

* 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».

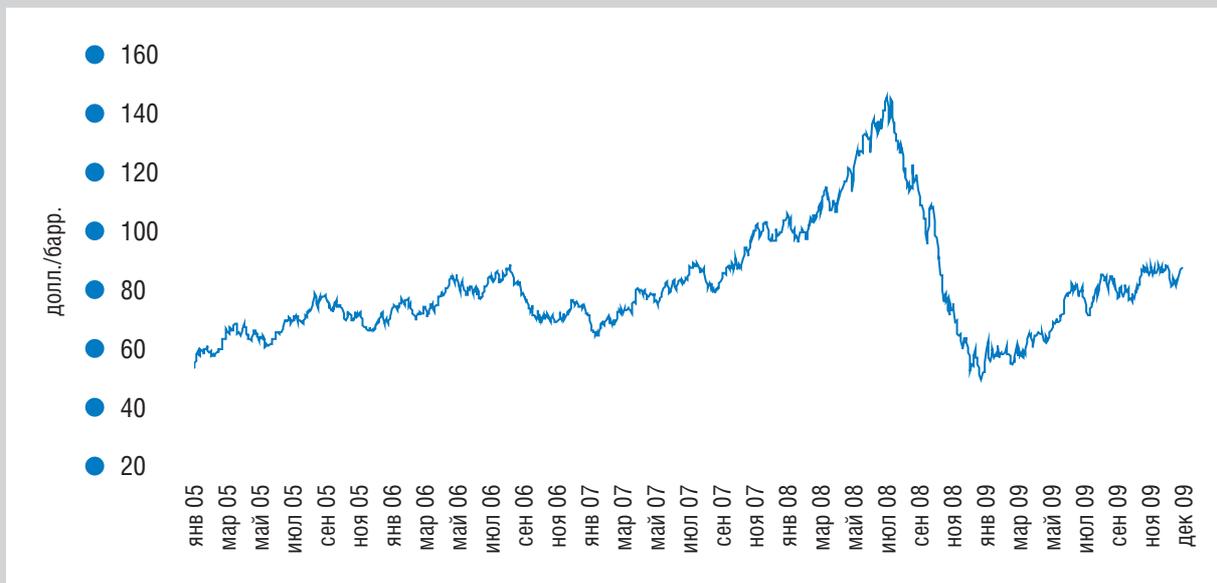
МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Показатель*	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2005	2006	2007	2008	2009
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	10,9 %	9,0 %	11,9 %	13,3 %	8,8 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	13,4 %	10,4 %	25,1 %	-7,0 %	13,9 %
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к доллару США (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-3,1 %	9,6 %	7,0 %	-12,7 %	-6,0 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к доллару США (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	3,9 %	16,7 %	15,0 %	-1,1 %	-0,4 %
Средний обменный курс рубля к доллару США за период	руб./долл.	28,28	27,18	25,57	24,81	31,68
Обменный курс рубля к доллару США на конец периода	руб./долл.	28,78	26,33	24,55	29,38	30,24
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	9,3 %	-1,7 %	-3,0 %	-5,6 %	-13,4 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	18,8 %	5,6 %	5,8 %	5,0 %	-6,5 %
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	35,26	34,11	35,01	36,41	44,13
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	34,19	34,70	35,93	41,44	43,39
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	58,21	58,93	96,02	36,55	77,67
Цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	53,61	55,26	93,09	35,89	77,00
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	54,52	65,14	72,39	97,28	61,67
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	50,59	61,28	69,28	94,82	61,18

* 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

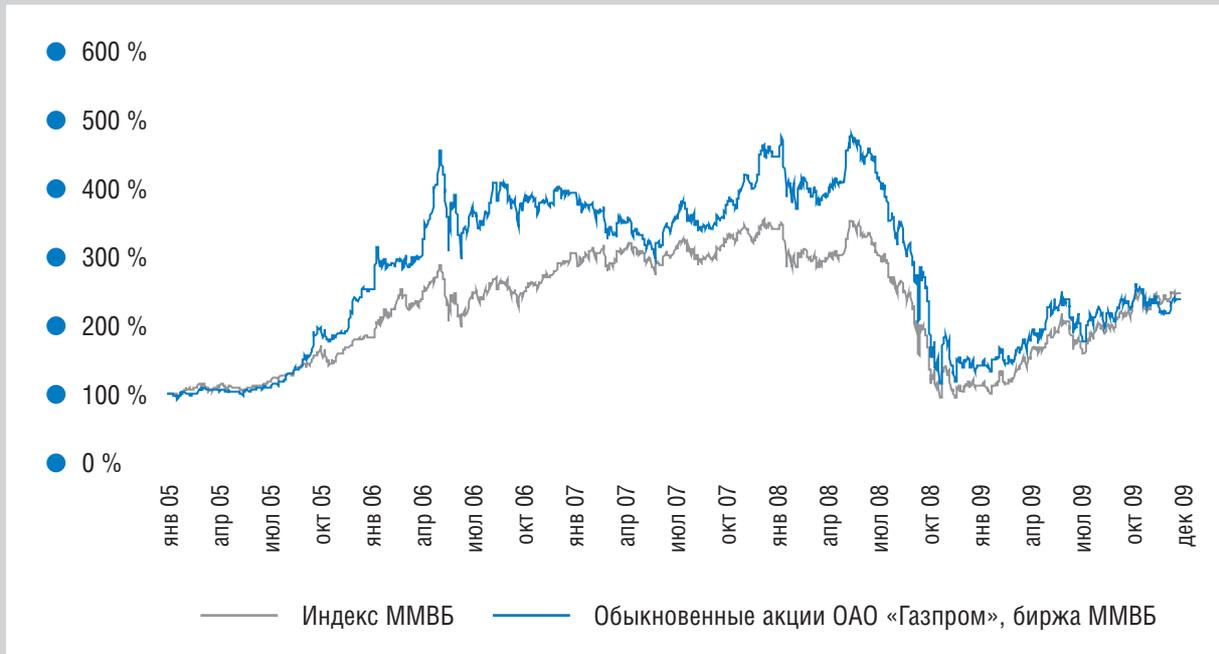
	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2005	2006	2007	2008	2009
Цена за акцию на ММВБ*						
на конец года	руб.	194,30	302,89	342,88	108,60	183,21
минимальная за год	руб.	69,60	216,00	227,99	86,60	101,91
максимальная за год	руб.	195,00	350,25	357,20	367,40	200,16
Цена за АДР на ЛФБ						
на конец года	долл.	28,68	46,00	56,70	14,25	25,50
минимальная за год	долл.	11,92	29,48	35,40	11,91	12,26
максимальная за год	долл.	31,40	52,64	58,50	62,50	27,30
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	23 069	22 988	23 608	23 644	22 950
Казначейские акции, на конец года	млн шт	605	686	66	30	724
Рыночная капитализация, на конец года ^{*,**}	млрд долл.	160,3	272,0	330,9	86,0	144,5
изменение к прошлому году	%	141,8 %	69,7 %	21,7 %	-74,0 %	68,0 %
Индекс ММВБ	пункты	1 011	1 693	1 889	620	1 370
изменение индекса ММВБ к прошлому году	%	83,2 %	67,5 %	11,6 %	-67,2 %	121,0 %
Индекс РТС	пункты	1 126	1 922	2 291	632	1 445
изменение индекса РТС к прошлому году	%	85,8 %	70,7 %	19,2 %	-72,4 %	128,6 %
Среднедневной объем ММВБ*	млн акций	20,8	49,2	47,8	67,2	87,4
Среднедневной объем ЛФБ	млн АДР	1,7	4,4	7,2	16,9	12,4
Дивиденды на обыкновенную акцию ^{***}	руб.	1,50	2,54	2,66	0,36	2,39
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 %
Международные номинальные держатели ВоNY (программа АДР)	%	4,422 %	13,200 %	21,020 %	22,150 %	24,350 %
Другие	%	45,576 %	36,798 %	28,978 %	27,848 %	25,648 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

* Включая результаты торгов акциями ОАО «Газпром» на Фондовой бирже «Санкт-Петербург» в 2005 г.

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

*** За 2009 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

**СРАВНЕНИЕ ДИНАМИКИ ЦЕНЫ ОБЫКНОВЕННЫХ АКЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»
НА ММВБ И ФБ «САНКТ-ПЕТЕРБУРГ» С ИНДЕКСОМ ММВБ**



Примечание. Для 2005 г. использованы котировки обыкновенных акций ОАО «Газпром» на Фондовой бирже «Санкт-Петербург».

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 С₁, предварительно оцененные запасы – категорией С₂, перспективные ресурсы – категорией С₃ и прогнозные ресурсы – категориями D₁ и D₂.

Согласно российской классификации разведанные запасы газа категорий А, В и С₁ 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 С₁ 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 С₁ 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 и 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				
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
Всего А+В+С ₁	Газ, млрд м ³					Газ, млн барр. н. з.				
из них А+В+С ₁ , прошедшие оценку, %	29 130,7	29 854,2	29 785,4	33 123,2	33 578,4	33 616,8	34 451,7	34 372,4	38 224,2	38 749,5
Доказанные	95 %	93 %	95 %	88 %	89 %	95 %	93 %	95 %	88 %	89 %
Вероятные	16 052,1	18 187,6	18 286,5	18 175,6	18 593,6	18 524,1	20 988,5	21 102,6	20 974,6	21 457,0
Доказанные и вероятные	4 757,2	2 580,0	2 551,5	3 066,2	3 319,5	5 489,8	2 977,3	2 944,5	3 538,4	3 830,7
Возможные	20 809,3	20 767,6	20 838,0	21 241,8	21 913,1	24 013,9	23 965,8	24 047,1	24 513,0	25 287,7
	3 657,1	2 946,5	1 748,4	4 192,7	4 199,9	4 220,3	3 400,3	2 017,7	4 838,4	4 846,7
	Газовый конденсат, млн т					Газовый конденсат, млн барр. н. з.				
Всего А+В+С ₁	1 216,3	1 217,0	1 212,5	1 287,1	1 325,1	1 739,3	1 740,3	1 733,9	1 840,6	1 894,9
из них А+В+С ₁ , прошедшие оценку, %	90 %	90 %	90 %	85 %	78 %	90 %	90 %	90 %	85 %	78 %
Доказанные	507,9	528,9	568,9	587,9	586,0	726,3	756,3	813,5	840,7	838,0
Вероятные	184,7	130,1	117,2	141,9	141,2	264,1	186,1	167,6	202,9	201,9
Доказанные и вероятные	692,6	659,0	686,1	729,8	727,2	990,4	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9
Возможные	562,7	559,7	558,9	611,6	624,5	804,7	800,4	799,2	874,6	893,0
	Нефть, млн т					Нефть, млн барр. н. з.				
Всего А+В+С ₁	1 357,5	1 386,9	1 509,9	1 601,7	1 785,0	1 941,2	1 983,3	2 159,2	2 290,4	2 552,6
из них А+В+С ₁ , прошедшие оценку, %	93 %	93 %	93 %	92 %	85 %	93 %	93 %	93 %	92 %	85 %
Доказанные	528,8	688,9	727,0	713,2	718,5	756,2	985,1	1 039,6	1 019,9	1 027,4
Вероятные	702,9	377,6	405,5	565,0	435,5	1 005,1	540,0	579,9	807,9	622,8
Доказанные и вероятные	1 231,7	1 066,5	1 132,5	1 278,2	1 154,0	1 761,3	1 525,1	1 619,5	1 827,8	1 650,2
Возможные	732,3	517,6	496,7	807,1	560,9	1 047,2	740,2	710,3	1 154,2	802,1
	Всего запасы, млн т у. т.					Всего запасы, млн барр. н. з.				
Всего А+В+С ₁	37 297,3	38 175,3	38 265,5	42 355,2	43 197,0	191 479,6	195 962,3	196 421,9	217 364,6	221 700,2
из них А+В+С ₁ , прошедшие оценку, %	95 %	93 %	95 %	88 %	88 %	95 %	93 %	95 %	88 %	88 %
Доказанные	20 006,6	22 729,9	22 955,7	22 835,2	23 322,4	102 577,6	116 501,0	117 690,0	117 091,1	119 576,4
Вероятные	6 759,0	3 703,4	3 692,0	4 549,2	4 655,4	34 663,1	19 028,2	18 959,3	23 362,1	23 899,1
Доказанные и вероятные	26 765,6	26 433,3	26 647,7	27 384,4	27 977,8	137 240,7	135 529,2	136 649,3	140 453,2	143 475,5
Возможные	6 072,2	4 940,9	3 527,2	6 867,2	6 541,8	31 511,0	25 727,2	18 510,7	35 613,9	33 957,2
	Стоимость доказанных и вероятных запасов*, млн долл.									
Текущая приведенная стоимость	160,8	208,6	230,3	230,1	241,4					

* Расчет стоимости приведен по состоянию на каждый завершённый 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						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	млрд м ³				млн т у. т.				млн барр. н. з.						
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	15 714,7	17 902,5	17 319,5	17 196,8	17 645,5	18 134,8	20 659,5	19 986,7	19 845,1	20 362,9	92 559,6	105 445,7	102 011,9	101 289,2	103 932,0
Вероятные	4 671,9	2 572,4	2 539,4	2 908,8	3 255,2	5 391,3	2 968,5	2 930,5	3 356,8	3 756,5	27 517,5	15 151,5	14 957,0	17 132,8	19 173,1
Доказанные и вероятные	20 386,6	20 474,9	19 858,9	20 105,6	20 900,7	23 526,1	23 628,0	22 917,2	23 201,9	24 119,4	120 077,1	120 597,2	116 968,9	118 422,0	123 105,1
ОАО «Газпром нефть»															
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций															
и его дочерние общества															
75,68 % 75,68 % 75,68 % 75,68 % 75,68 % 95,68 %															
Доказанные	66,8	29,5	20,6	61,0	64,4	77,1	34,0	23,8	70,4	74,3	393,5	173,8	121,3	359,3	379,3
Вероятные	81,3	3,6	1,8	147,1	54,0	93,8	4,2	2,1	169,7	62,3	478,8	21,2	10,6	866,4	318,1
Доказанные и вероятные	148,1	33,1	22,4	208,1	118,4	170,9	38,2	25,9	240,1	136,6	872,3	195,0	131,9	1 225,7	697,4
ЗАО «Пургаз»															
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций															
51 % 51 % 51 % 51 % 51 % 51 %															
Доказанные	270,6	255,6	233,1	217,9	206,4	312,3	295,0	269,0	251,5	238,2	1 593,8	1 505,5	1 373,0	1 283,4	1 215,7
Вероятные	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	4,6	4,6	4,5	4,5	4,5	23,6	23,5	22,9	23,0	23,0
Доказанные и вероятные	274,6	259,6	237,0	221,8	210,3	316,9	299,6	273,5	256,0	242,7	1 617,4	1 529,0	1 395,9	1 306,4	1 238,7
ОАО «Севернефтегазпром»**															
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций															
100 % 100 % 65 % 65 % 65 % 50,001 %															
Доказанные	-	-	713,3	699,9	677,3	-	-	823,1	807,6	781,6	-	-	4 201,4	4 122,4	3 989,3
Вероятные	-	-	6,4	6,4	6,4	-	-	7,4	7,4	7,4	-	-	37,7	37,7	37,7
Доказанные и вероятные	-	-	719,7	706,3	683,7	-	-	830,5	815,0	789,0	-	-	4 239,1	4 160,1	4 027,0
Всего															
Доказанные	16 052,1	18 187,6	18 286,5	18 175,6	18 593,6	18 524,2	20 988,5	21 102,6	20 974,6	21 457,0	94 546,9	107 125,0	107 707,6	107 054,3	109 516,3
Вероятные	4 757,2	2 580,0	2 551,5	3 066,2	3 319,5	5 489,7	2 977,3	2 944,5	3 538,4	3 830,7	28 019,9	15 196,2	15 028,2	18 059,9	19 551,9
Доказанные и вероятные	20 809,3	20 767,6	20 838,0	21 241,8	21 913,1	24 013,9	23 965,8	24 047,1	24 513,0	25 287,7	122 566,8	122 321,2	122 735,8	125 114,2	129 068,2

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** Запасы на конец 2005 и 2006 гг. 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						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	млн т				млн т у. т.				млн барр. н. з.						
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	507,9	528,9	568,9	587,9	586,0	726,3	756,3	813,5	840,7	838,0	4 154,6	4 326,4	4 653,6	4 809,0	4 793,5
Вероятные	184,7	130,1	117,2	141,9	141,2	264,1	186,1	167,6	202,9	201,9	1 510,9	1 064,2	958,7	1 160,8	1 155,0
Доказанные и вероятные	692,6	659,0	686,1	729,8	727,2	990,4	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9	5 665,5	5 390,6	5 612,3	5 969,8	5 948,5
Всего															
Доказанные	507,9	528,9	568,9	587,9	586,0	726,3	756,3	813,5	840,7	838,0	4 154,6	4 326,4	4 653,6	4 809,0	4 793,5
Вероятные	184,7	130,1	117,2	141,9	141,2	264,1	186,1	167,6	202,9	201,9	1 510,9	1 064,2	958,7	1 160,8	1 155,0
Доказанные и вероятные	692,6	659,0	686,1	729,8	727,2	990,4	942,4	981,1	1 043,6	1 039,9	5 665,5	5 390,6	5 612,3	5 969,8	5 948,5

* 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						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	млн т				млн т у. т.				млн барр. н. з.						
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*															
Доказанные	67,3	87,1	76,9	97,6	93,0	96,2	124,6	110,0	139,6	133,0	493,3	638,4	563,7	715,4	681,7
Вероятные	232,2	203,8	210,0	185,7	159,8	332,1	291,4	300,3	265,5	228,5	1 702,0	1 493,9	1 539,3	1 361,2	1 171,3
Доказанные и вероятные	299,5	290,9	286,9	283,3	252,8	428,3	416,0	410,3	405,1	361,5	2 195,3	2 132,3	2 103,0	2 076,6	1 853,0
ОАО «Газпром нефть»															
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций															
и его дочерние общества**	75,68 %	75,68 %	75,68 %	75,68 %	95,68 %										
Доказанные	461,5	601,8	650,1	615,6	625,5	659,9	860,6	929,6	880,3	894,5	3 382,8	4 411,2	4 765,2	4 512,3	4 584,9
Вероятные	470,7	173,8	195,5	379,3	275,7	673,1	248,5	279,6	542,4	394,2	3 450,3	1 273,9	1 433,0	2 780,3	2 020,9
Доказанные и вероятные	932,2	775,6	845,6	994,9	901,2	1 333,0	1 109,1	1 209,2	1 422,7	1 288,7	6 833,1	5 685,1	6 198,2	7 292,6	6 605,8
Всего															
Доказанные	528,8	688,9	727,0	713,2	718,5	756,1	985,2	1 039,6	1 019,9	1 027,5	3 876,1	5 049,6	5 328,9	5 227,7	5 266,6
Вероятные	702,9	377,6	405,5	565,0	435,5	1 005,2	539,9	579,9	807,9	622,7	5 152,3	2 767,8	2 972,3	4 141,5	3 192,2
Доказанные и вероятные	1 231,7	1 066,5	1 132,5	1 278,2	1 154,0	1 761,3	1 525,1	1 619,5	1 827,8	1 650,2	9 028,4	7 817,4	8 301,2	9 369,2	8 458,8

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КАТЕГОРИЙ А+В+С, ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПО РЕГИОНАМ РОССИИ

Регион	По состоянию на 31 декабря				По состоянию на 31 декабря				По состоянию на 31 декабря						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	Газ, млрд м³				Газ, млн т у. т.				Газ, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	22 341,2	21 937,3	21 514,1	24 265,2	24 390,6	25 781,7	25 315,6	24 827,3	28 002,1	28 146,8	131 589,6	129 210,7	126 718,0	142 922,0	143 660,6
Северо-Западный ФО	94,2	93,2	93,3	92,2	90,4	108,7	107,6	107,7	106,4	104,3	554,8	548,9	549,5	543,1	532,5
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 616,6	2 594,8	2 581,8	2 569,0	2 560,7	3 019,6	2 994,4	2 979,4	2 964,6	2 955,1	15 411,8	15 283,4	15 206,8	15 131,4	15 082,5
Приволжский ФО	830,4	810,6	792,8	774,7	758,5	958,3	935,4	914,9	894,0	875,3	4 891,1	4 774,4	4 669,6	4 563,0	4 467,6
Сибирский ФО	303,9	295,0	275,5	291,7	284,7	350,7	340,4	317,9	336,6	328,5	1 790,0	1 737,6	1 622,7	1 718,1	1 676,9
Дальневосточный ФО	8,8	8,8	22,0	401,7	402,2	10,2	10,2	25,4	463,6	464,1	51,8	51,8	129,6	2 366,0	2 369,0
Шельф	2 935,6	4 114,5	4 505,9	4 728,7	5 091,3	3 387,6	4 748,1	5 199,8	5 456,9	5 875,4	17 290,7	24 234,4	26 539,8	27 852,0	29 987,7
Всего	29 130,7	29 854,2	29 785,4	33 123,2	33 578,4	33 616,8	34 451,7	34 372,4	38 224,2	38 749,5	171 579,8	175 841,2	175 436,0	195 095,6	197 776,8
	Газовый конденсат, млн т				Газовый конденсат, млн т у. т.				Газовый конденсат, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	688,4	689,7	690,2	760,4	770,9	984,4	986,3	987,0	1 087,4	1 102,3	5 631,1	5 641,8	5 645,9	6 220,1	6 305,9
Северо-Западный ФО	21,5	21,3	21,3	21,2	20,9	30,7	30,5	30,5	30,3	29,9	175,9	174,2	174,2	173,4	171,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	395,8	392,4	389,2	386,0	383,5	566,0	561,1	556,6	552,0	548,4	3 237,6	3 209,9	3 183,7	3 157,5	3 137,0
Приволжский ФО	59,2	58,7	58	57,5	57,2	84,7	83,9	82,9	82,3	81,8	484,3	480,2	474,5	470,4	467,9
Сибирский ФО	26,9	26,3	21,8	22,6	21,1	38,5	37,6	31,2	32,3	30,2	220,0	215,1	178,3	184,9	172,6
Дальневосточный ФО	0,1	0,1	0,1	5,8	6,0	0,1	0,1	0,1	8,3	8,6	0,8	0,8	0,8	47,4	49,1
Шельф	24,4	28,5	31,9	33,6	65,5	34,9	40,8	45,6	48,0	93,7	199,6	233,1	260,9	274,8	535,8
Всего	1 216,3	1 217,0	1 212,5	1 287,1	1 325,1	1 739,3	1 740,3	1 733,9	1 840,6	1 894,9	9 949,3	9 955,1	9 918,3	10 528,5	10 839,3
	Нефть, млн т				Нефть, млн т у. т.				Нефть, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	1 152,0	1 146,0	1 261,1	1 303,1	1 461,6	1 647,3	1 638,8	1 803,4	1 863,4	2 090,0	8 444,2	8 400,2	9 243,9	9 551,8	10 713,6
Северо-Западный ФО	2,1	13,5	14,2	15,7	16,9	3,0	19,3	20,3	22,5	24,2	15,4	99,0	104,1	115,1	123,9
Южный и Северо-Кавказский ФО	3,5	4,5	5,4	8,8	9,7	5,0	6,4	7,7	12,6	13,9	25,7	33,0	39,6	64,5	71,1
Приволжский ФО	118,6	134,3	133,9	133,3	145,1	169,6	192,0	191,5	190,6	207,5	869,3	984,4	981,5	977,1	1 063,6
Сибирский ФО	31,3	38,5	44,6	47,6	58,3	44,8	55,1	63,8	68,0	83,4	229,4	282,2	326,9	348,9	427,3
Дальневосточный ФО	2,7	2,7	3,3	45,8	46,0	3,9	3,9	4,7	65,5	65,8	19,8	19,8	24,2	335,7	337,2
Шельф	47,3	47,4	47,4	47,4	47,4	67,6	67,8	67,8	67,8	67,8	346,7	347,4	347,4	347,4	347,4
Всего	1 357,5	1 386,9	1 509,9	1 601,7	1 785,0	1 941,2	1 983,3	2 159,2	2 290,4	2 552,6	9 950,5	10 166,0	11 067,6	11 740,5	13 084,1
	Нефть, млн т				Нефть, млн т у. т.				Всего запасы, млн барр. н. з.						
Уральский ФО						28 413,4	27 940,7	27 617,7	30 952,9	31 339,1	145 664,9	143 252,7	141 607,8	158 693,9	160 680,1
Северо-Западный ФО						142,4	157,4	158,5	159,2	158,4	746,1	822,1	827,8	831,6	827,4
Южный и Северо-Кавказский ФО						3 590,6	3 561,9	3 543,7	3 529,2	3 517,4	18 675,1	18 526,3	18 430,1	18 353,4	18 290,6
Приволжский ФО						1 212,6	1 211,3	1 189,3	1 166,9	1 164,6	6 244,7	6 239,0	6 125,6	6 010,5	5 999,1
Сибирский ФО						434,0	433,1	412,9	436,9	442,1	2 239,4	2 234,9	2 127,9	2 251,9	2 276,8
Дальневосточный ФО						14,2	14,2	30,2	537,4	538,5	72,4	72,4	154,6	2 749,1	2 755,3
Шельф						3 490,1	4 856,7	5 313,2	5 572,7	6 036,9	17 837,0	24 814,9	27 148,1	28 474,2	30 870,9
Всего						37 297,3	38 175,3	38 265,5	42 355,2	43 197,0	191 479,6	195 962,3	196 421,9	217 364,6	221 700,2

ДВИЖЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ КАТЕГОРИЙ А+В+С₁ В РОССИИ

	Газ	Конденсат*	Нефть	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего
	млрд м ³	млн т	млн т	млрд м ³	млн т	млн т	млн т	млрд м ³	млн т	млн т	млн т
Запасы на 31.12.2005	29 130,7	1 216,3	1 357,5	33 616,8	1 739,3	1 941,2	37 297,3	171 579,8	9 949,3	9 950,5	191 479,6
Прирост запасов за счет геологоразведки	590,9	11,9	47,0	691,9	17,0	67,2	766,1	3 480,4	97,3	344,5	3 922,2
Передача запасов, разведанных в 2006 Г., в нераспределенный фонд недр России**	-59,8	-1,2	-	-69,0	-1,8	-	-70,8	-352,2	-9,8	-	-362,0
Получение лицензий, в т. ч. по факту открытия***	819,2	-	0,7	945,3	-	1,0	946,3	4 825,1	-	5,1	4 830,2
по результатам аукционов или конкурсов	817,7	-	0,2	943,6	-	0,3	943,9	4 816,3	-	1,5	4 817,8
Сдача лицензий	1,5	-	0,5	1,7	-	0,7	2,4	8,8	-	3,6	12,4
Приобретение активов	-9,5	-0,1	-	-11,0	-0,1	-	-11,1	-56,0	-0,8	-	-56,8
Выбытие активов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Переоценка	-59,4	-1,5	15,7	-68,5	-2,1	22,5	-48,1	-349,9	-12,2	115,1	-247,0
Добыча (включая потери)	-557,9	-8,4	-34,0	-643,8	-12,0	-48,6	-704,4	-3 286,0	-68,7	-249,2	-3 603,9
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	693,3	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. по факту открытия***	53,1	0,3	28,0	61,3	0,4	40,0	101,7	312,7	2,5	205,2	520,4
по результатам аукционов или конкурсов	19,3	0,3	15,0	22,3	0,4	21,5	44,2	113,6	2,5	109,9	226,0
Сдача лицензий	33,8	-	13,0	39,0	-	18,5	57,5	199,1	-	95,3	294,4
Приобретение активов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выбытие активов	-	-	5,4	-	-	7,7	7,7	-	-	39,6	39,6
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

	Газ	Конденсат*	Нефть	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего	Газ	Конденсат*	Нефть	Всего
	млрд м ³	млн т	млн т	млрд м ³	млн т	млн т. т.	млн т. т.	млрд м ³	млн барр. н. з.	млн барр. н. з.	млн барр. н. з.
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
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

* Изменение запасов конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (С_г). 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 ПО РЕГИОНАМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.

Тип лицензии*	Уральский	Северо-	Южный	Приволжский	Сибирский	Дальне-	Шельф	Всего
	ФО	Западный	и Северо-	ФО	ФО	восточный		
		ФО	Кавказский	ФО		ФО		
тыс. км ²								
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	32,6	0,3	5,0	0,4	74,3	–	50,9	163,5
С целью разведки и добычи (НЭ)	70,1	0,7	5,8	2,7	7,1	8,5	9,9	104,8
С целью геологического изучения недр (НП)	29,7	4,1	1,9	5,2	18,5	–	2,5	61,9

* Типы лицензий в соответствии с российским законодательством.

ЛИЦЕНЗИИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ОСНОВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Дочернее общество – держатель лицензии	Доля Группы (%)	Тип месторождения*	Категория лицензии**	Год истечения срока лицензии ***
Западная Сибирь (Уральский ФО)						
Уренгойское	1978	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2013
Северо-Уренгойское	1987			Г	НЭ	2013
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2013
Песцовое	2004			НГК	НЭ	2019
Ямбургское	1991	ООО «Газпром добыча Ямбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Заполярье	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
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

Наименование месторождения	Год начала добычи	Дочернее общество – держатель лицензии	Доля Группы (%)	Тип месторождения*	Категория лицензии**	Год истечения срока лицензии ***
Сугмутское	1995	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»****	100 %	Н	НЭ	2050
Суторминское и Северо-Карамовское	1982			НГК	НЭ	2013
Спорышевское	1996			Н	НЭ	2047
Приобское	1984	ООО «НК Сибнефть-Югра»****	100 %	Н	НЭ	2013
Вынгапуровское	1982	ООО «Заполярье»****	100 %	НГК	НЭ	2014
Юг России (Южный ФО)						
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2019
Западно-Астраханское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НР	2024
Южный Урал (Приволжский ФО)						
Оренбургское	1974	ООО «Газпром добыча Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)						
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
Кириновское	–			ГК	НЭ	2028

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

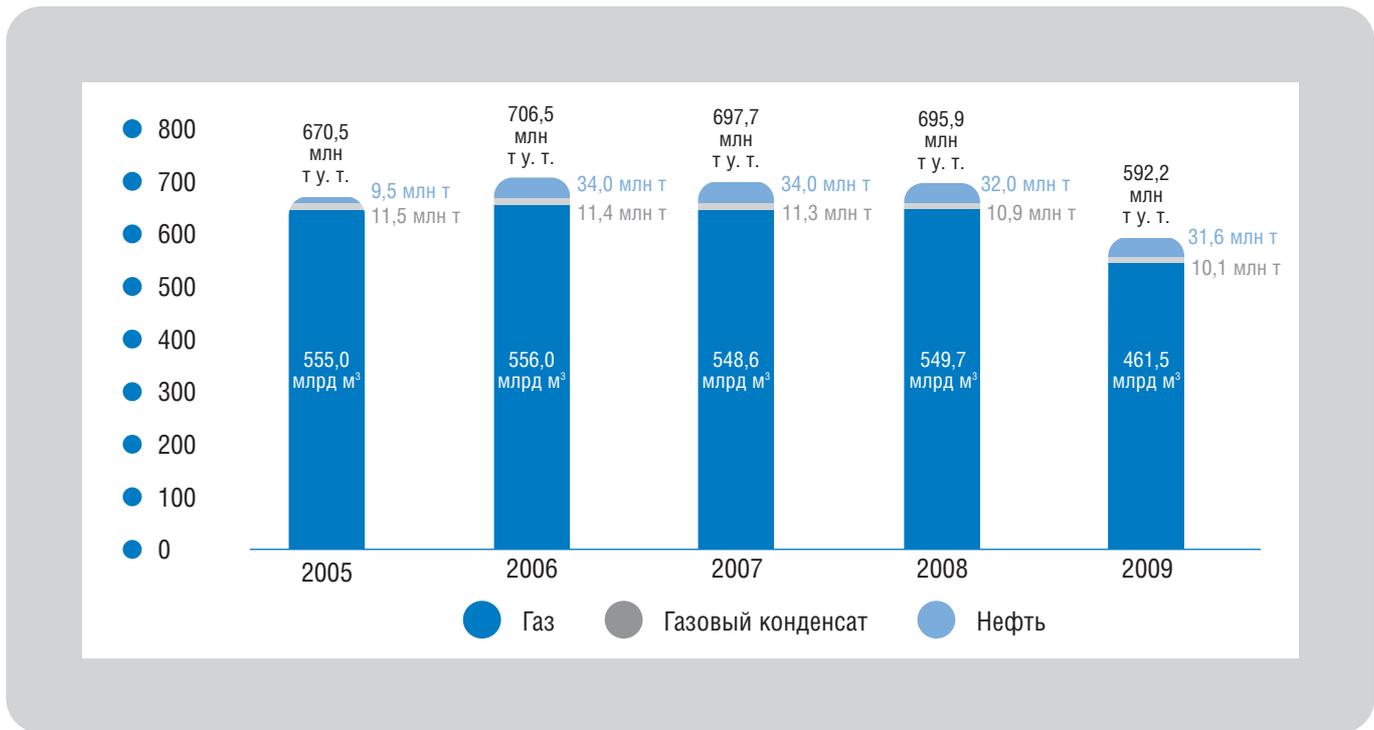
** В соответствии с российским законодательством существует несколько типов лицензий для изучения, геологоразведки и добычи природных ресурсов, в т. ч.: 1) лицензии на геологическое изучение (НП); 2) лицензии на разведку и добычу углеводородов (НЭ); 3) лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородов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

**** 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						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
Добыча газа	555,00	555,95	548,55	549,73	461,52	млрд м ³	640,47	641,57	633,03	634,39	532,59	млн барр. н. з.			
Добыча газового конденсата	11,50	11,37	11,27	10,93	10,07	млн т	16,45	16,26	16,12	15,63	14,40	млн барр. н. з.			
Добыча нефти	9,49	34,02	33,98	32,05	31,62	млн т	13,57	48,65	48,59	45,83	45,22	млн барр. н. з.			
Всего	670,49	706,48	697,74	695,85	592,21	млн т у. т.	3 432,58	3 616,93	3 572,22	3 562,25	3 032,49	млн барр. н. з.			

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	Газ, млн т у. т.														

ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*

I кв.	144,23	144,27	143,79	143,84	114,98	166,44	166,49	165,93	165,99	132,69	849,51	849,75	846,92	847,22	677,23
II кв.	130,50	129,94	128,61	130,70	84,91	150,60	149,95	148,42	150,83	97,99	768,65	765,35	757,51	769,82	500,12
III кв.	120,29	123,18	117,13	114,42	93,73	138,81	142,15	135,17	132,04	108,16	708,51	725,53	689,90	673,94	552,07
IV кв.	144,33	141,45	140,98	128,67	131,40	166,56	163,23	162,69	148,49	151,63	850,10	833,14	830,37	757,87	773,95
Всего за год	539,35	538,84	530,51	517,63	425,02	622,41	621,82	612,21	597,35	490,47	3 176,77	3 173,77	3 124,70	3 048,85	2 503,37
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества															
I кв.	–	0,54	0,41	0,52	0,56	–	0,62	0,47	0,60	0,65	–	3,18	2,42	3,06	3,30
II кв.	–	0,51	0,44	0,54	0,46	–	0,59	0,51	0,62	0,53	–	3,00	2,59	3,18	2,71
III кв.	–	0,46	0,44	0,50	0,46	–	0,53	0,51	0,58	0,53	–	2,71	2,59	2,95	2,71
IV кв.	0,55	0,56	0,48	0,60	0,60	0,63	0,65	0,55	0,69	0,69	3,24	3,30	2,83	3,53	3,53
Всего за год	0,55	2,07	1,77	2,16	2,08	0,63	2,39	2,04	2,49	2,40	3,24	12,19	10,43	12,72	12,25

ЗАО «Пургаз»

I кв.	3,86	3,90	3,73	3,89	3,28	4,46	4,50	4,31	4,49	3,79	22,73	22,98	21,97	22,91	19,32
II кв.	3,67	3,63	3,50	3,64	2,63	4,24	4,19	4,04	4,20	3,03	21,62	21,38	20,62	21,44	15,49
III кв.	3,65	3,43	3,73	3,73	2,16	4,21	3,96	4,30	4,30	2,49	21,50	20,20	21,97	21,97	12,72
IV кв.	3,92	4,08	4,06	3,61	3,77	4,52	4,71	4,69	4,17	4,35	23,09	24,03	23,91	21,26	22,21
Всего за год	15,10	15,04	15,02	14,87	11,84	17,43	17,36	17,34	17,16	13,66	88,94	88,59	88,47	87,58	69,74

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

КВАРТАЛЬНАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

	За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря							
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	
	Газ, млрд м³				Газ, млн т у. т.				Газ, млн барр. н. з.							
ОАО «Севернефтегазпром»																
I кв.	-	-	-	2,84	4,64	-	-	-	3,28	5,35	-	-	-	16,73	27,33	
II кв.	-	-	-	3,23	4,91	-	-	-	3,73	5,67	-	-	-	19,02	28,92	
III кв.	-	-	0,02	3,81	5,98	-	-	0,02	4,40	6,90	-	-	0,12	22,44	35,22	
IV кв.	-	-	1,23	5,19	7,05	-	-	1,42	5,98	8,14	-	-	7,24	30,57	41,52	
Всего за год	-	-	1,25	15,07	22,58	-	-	1,44	17,39	26,06	-	-	7,36	88,76	132,99	
Всего добыча Группы Газпром																
I кв.	148,09	148,71	147,93	151,09	123,46	170,90	171,61	170,71	174,36	142,48	872,24	875,91	871,31	889,92	727,18	
II кв.	134,17	134,08	132,55	138,11	92,91	154,84	154,73	152,97	159,38	107,22	790,27	789,73	780,72	813,46	547,24	
III кв.	123,94	127,07	121,32	122,46	102,33	143,02	146,64	140,00	141,32	118,08	730,01	748,44	714,58	721,30	602,72	
IV кв.	148,80	146,09	146,75	138,07	142,82	171,71	168,59	169,35	159,33	164,81	876,43	860,47	864,35	813,23	841,21	
Всего за год	555,00	555,95	548,55	549,73	461,52	640,47	641,57	633,03	634,39	532,59	3 268,95	3 274,55	3 230,96	3 237,91	2 718,35	
	Конденсат, млн т				Конденсат, млн т у. т.				Конденсат, млн барр. н. з.							
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*																
I кв.	2,90	2,86	2,86	2,84	2,34	4,15	4,09	4,09	4,06	3,34	23,73	23,40	23,40	23,24	19,14	
II кв.	2,86	2,84	2,80	2,69	2,51	4,09	4,06	4,00	3,85	3,59	23,39	23,23	22,90	22,00	20,53	
III кв.	2,80	2,77	2,78	2,67	2,50	4,01	3,96	3,98	3,82	3,58	22,90	22,66	22,74	21,84	20,45	
IV кв.	2,94	2,90	2,83	2,73	2,72	4,20	4,15	4,05	3,90	3,89	24,05	23,72	23,15	22,33	22,25	
Всего за год	11,50	11,37	11,27	10,93	10,07	16,45	16,26	16,12	15,63	14,40	94,07	93,01	92,19	89,41	82,37	
Всего добыча Группы Газпром																
I кв.	2,90	2,86	2,86	2,84	2,34	4,15	4,09	4,09	4,06	3,34	23,73	23,40	23,40	23,24	19,14	
II кв.	2,86	2,84	2,80	2,69	2,51	4,09	4,06	4,00	3,85	3,59	23,39	23,23	22,90	22,00	20,53	
III кв.	2,80	2,77	2,78	2,67	2,50	4,01	3,96	3,98	3,82	3,58	22,90	22,66	22,74	21,84	20,45	
IV кв.	2,94	2,90	2,83	2,73	2,72	4,20	4,15	4,05	3,90	3,89	24,05	23,72	23,15	22,33	22,25	
Всего за год	11,50	11,37	11,27	10,93	10,07	16,45	16,26	16,12	15,63	14,40	94,07	93,01	92,19	89,41	82,37	
	Нефть, млн т				Нефть, млн барр. н. з.											
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*																
I кв.	0,32	0,33	0,35	0,34	0,32	0,45	0,47	0,51	0,49	0,46	2,35	2,41	2,57	2,49	2,34	
II кв.	0,32	0,32	0,31	0,30	0,36	0,46	0,46	0,44	0,43	0,52	2,35	2,35	2,27	2,20	2,64	
III кв.	0,32	0,32	0,33	0,31	0,43	0,46	0,46	0,47	0,44	0,61	2,35	2,35	2,42	2,27	3,15	
IV кв.	0,33	0,33	0,33	0,32	0,44	0,47	0,47	0,47	0,46	0,63	2,41	2,42	2,42	2,35	3,23	
Всего за год	1,29	1,30	1,32	1,27	1,55	1,84	1,86	1,89	1,82	2,22	9,46	9,53	9,68	9,31	11,36	

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

	За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	Нефть, млн т				Нефть, млн т у. т.				Нефть, млн барр. н. з.						
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества															
I кв.	-	7,85	8,18	7,84	7,26	-	11,23	11,70	11,21	10,39	-	57,54	59,95	57,47	53,21
II кв.	-	8,27	8,17	7,71	7,42	-	11,83	11,68	11,03	10,61	-	60,62	59,89	56,51	54,39
III кв.	-	8,24	8,15	7,71	7,73	-	11,78	11,65	11,02	11,05	-	60,40	59,74	56,51	56,66
IV кв.	8,20	8,36	8,16	7,52	7,66	11,73	11,95	11,67	10,75	10,95	60,10	61,28	59,81	55,13	56,15
Всего за год	8,20	32,72	32,66	30,78	30,07	11,73	46,79	46,70	44,01	43,00	60,10	239,84	239,39	225,62	220,41
Всего добыча Группы Газпром															
I кв.	0,32	8,18	8,53	8,18	7,58	0,45	11,70	12,21	11,70	10,85	2,35	59,95	62,52	59,96	55,55
II кв.	0,32	8,59	8,48	8,01	7,78	0,46	12,29	12,12	11,46	11,13	2,35	62,97	62,16	58,71	57,03
III кв.	0,32	8,56	8,48	8,02	8,16	0,46	12,24	12,12	11,46	11,66	2,35	62,75	62,16	58,78	59,81
IV кв.	8,53	8,69	8,49	7,84	8,10	12,20	12,42	12,14	11,21	11,58	62,51	63,70	62,23	57,48	59,38
Всего за год	9,49	34,02	33,98	32,05	31,62	13,57	48,65	48,59	45,83	45,22	69,56	249,37	249,07	234,93	231,77

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПО РЕГИОНАМ РОССИИ

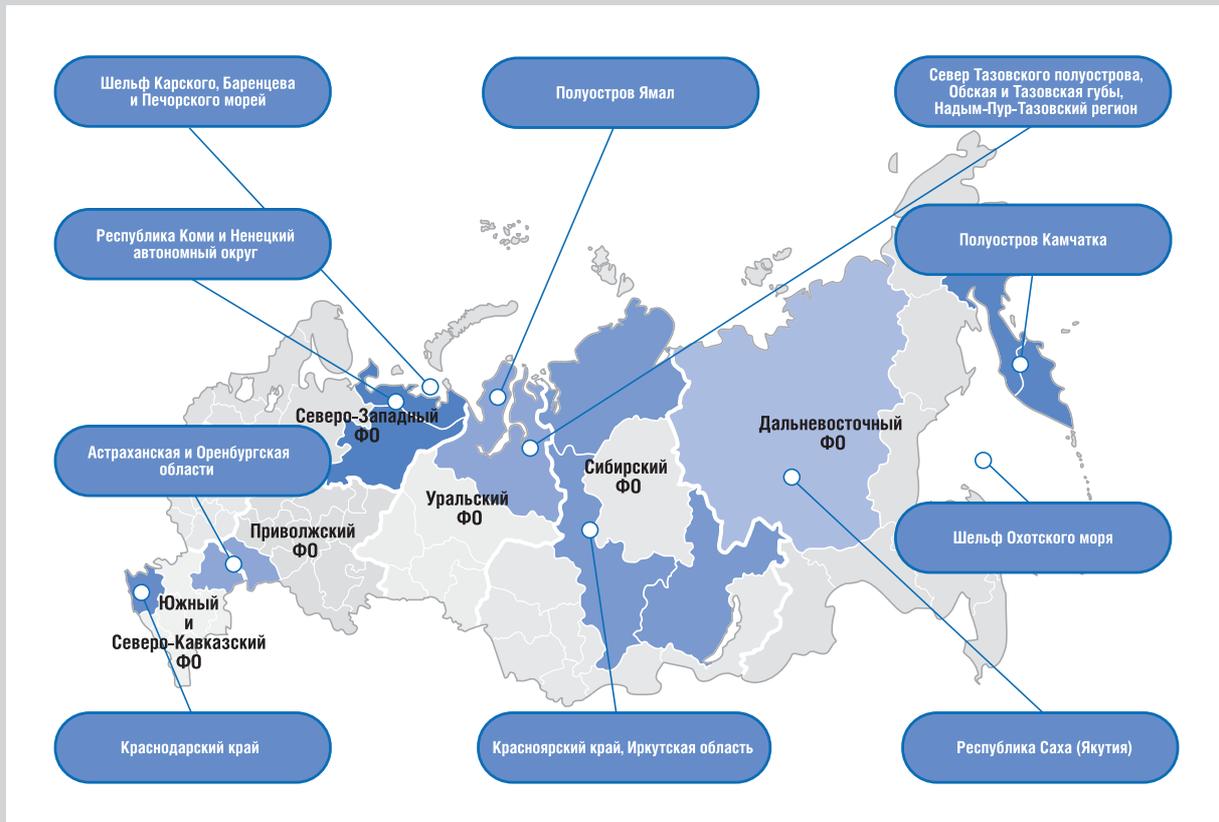
Регион	За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	Газ, млрд м³				Газ, млн т у. т.				Газ, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	516,39	517,88	510,57	512,17	427,44	595,92	597,64	589,20	591,04	493,26	3 041,54	3 050,32	3 007,26	3 016,69	2 517,62
Северо-Западный ФО	2,82	2,75	2,75	2,64	2,54	3,25	3,17	3,17	3,05	2,93	16,61	16,20	16,20	15,55	14,96
Южный и Северо-Кавказский ФО	13,55	13,36	13,37	13,23	10,76	15,64	15,42	15,43	15,27	12,42	79,81	78,69	78,75	77,92	63,37
Приволжский ФО	18,72	18,64	18,70	18,71	17,85	21,60	21,51	21,58	21,59	20,60	110,26	109,79	110,14	110,20	105,14
Сибирский и Дальневосточный ФО	3,52	3,32	3,16	2,98	2,93	4,06	3,83	3,65	3,44	3,38	20,73	19,55	18,61	17,55	17,26
Всего	555,00	555,95	548,55	549,73	461,52	640,47	641,57	633,03	634,39	532,59	3 268,95	3 274,55	3 230,96	3 237,91	2 718,35
	Газовый конденсат, млн т				Газовый конденсат, млн т у. т.				Газовый конденсат, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	6,38	6,29	6,22	5,95	6,04	9,13	8,99	8,90	8,51	8,64	52,19	51,45	50,88	48,67	49,40
Северо-Западный ФО	0,25	0,23	0,21	0,19	0,17	0,36	0,33	0,30	0,27	0,24	2,05	1,88	1,72	1,55	1,39
Южный и Северо-Кавказский ФО	4,24	4,25	4,27	4,26	3,35	6,06	6,08	6,11	6,09	4,79	34,68	34,77	34,93	34,85	27,40
Приволжский ФО	0,27	0,27	0,28	0,27	0,26	0,39	0,39	0,40	0,39	0,37	2,21	2,21	2,29	2,21	2,13
Сибирский и Дальневосточный ФО	0,36	0,33	0,29	0,26	0,25	0,51	0,47	0,41	0,37	0,36	2,94	2,70	2,37	2,13	2,05
Всего	11,50	11,37	11,27	10,93	10,07	16,45	16,26	16,12	15,63	14,40	94,07	93,01	92,19	89,41	82,37

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ ПО РЕГИОНАМ РОССИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Регион	За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря				За год, закончившийся 31 декабря						
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009
	Нефть, млн т				Нефть, млн т у. т.				Нефть, млн барр. н. з.						
Уральский ФО	8,43	31,92	31,74	29,6	28,91	12,06	45,64	45,39	42,33	41,34	61,79	233,97	232,65	216,97	211,91
Северо-Западный ФО	0,09	0,07	0,08	0,07	0,06	0,13	0,10	0,11	0,10	0,09	0,66	0,51	0,58	0,52	0,44
Южный															
и Северо-Кавказский ФО	0,12	0,11	0,08	0,08	0,12	0,17	0,16	0,11	0,11	0,17	0,88	0,81	0,59	0,59	0,88
Приволжский ФО	0,56	0,60	0,64	0,68	0,70	0,80	0,86	0,92	0,97	1,00	4,10	4,40	4,69	4,98	5,13
Сибирский															
и Дальневосточный ФО	0,29	1,32	1,44	1,62	1,83	0,41	1,89	2,06	2,32	2,62	2,13	9,68	10,56	11,87	13,41
Всего	9,49	34,02	33,98	32,05	31,62	13,58	48,65	48,59	45,83	45,22	69,56	249,37	249,07	234,93	231,77
	Всего добыча, млн т у. т.				Всего добыча, млн барр. н. з.										
Уральский ФО	617,11	652,27	643,49	641,88	543,24	3 155,52	3 335,74	3 290,79	3 282,33	2 778,93					
Северо-Западный ФО	3,74	3,60	3,58	3,42	3,26	19,32	18,59	18,50	17,62	16,79					
Южный															
и Северо-Кавказский ФО	21,87	21,66	21,65	21,47	17,38	115,37	114,27	114,27	113,36	113,36					
Приволжский ФО	22,79	22,76	22,90	22,95	21,97	116,57	116,40	117,12	117,39	112,40					
Сибирский															
и Дальневосточный ФО	4,98	6,19	6,12	6,13	6,36	25,80	31,93	31,54	31,55	32,72					
Всего	670,49	706,48	697,74	695,85	592,21	3 432,58	3 616,93	3 572,22	3 562,25	3 032,49					

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				
	2005*	2006	2007	2008	2009
Разведочное бурение, тыс. м	136,3	177,7	207,6	284,9	163,7
Законченные строительством					
поисково-разведочные скважины, ед.	44	62	37	80	75
в т. ч. продуктивные, ед.	35	50	20	50	43
Сейсморазведка 2 D, тыс. пог. км	9,8	9,2	6,4	12,4	14,7
Сейсморазведка 3 D, тыс. км ²	3,2	7,9	5,7	6,6	9,5
Эффективность бурения, т у. т./м	5 286,7	4 311,3	3 495,2	2 669,3	4 143,8
Эффективность бурения, барр. н. э./м	27 087,5	22 072,3	17 883,8	13 651,2	21 368,6

* Показатели Группы Газпром нефть учтены начиная с 2006 г.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Прирост запасов в результате ГРП					
Природный газ, млрд м ³	583,4	590,9	592,1	583,4	468,8
Конденсат, млн т	15,5	11,9	9,7	6,9	38,55
Нефть, млн т	17,6	47,0	19,9	54,1	57,5
Природный газ, млн т у. т.	673,2	681,9	683,3	673,2	541,0
Конденсат, млн т у. т.	22,2	17,0	13,9	9,9	55,1
Нефть, млн т у. т.	25,2	67,2	28,5	77,4	82,2
Всего, млн т у. т.	720,6	766,1	725,7	760,5	678,3
Природный газ, млн барр. н. э.	3 436,2	3 480,4	3 487,5	3 436,2	2 761,2
Конденсат, млн барр. н. э.	126,8	97,3	79,3	56,4	315,3
Нефть, млн барр. н. э.	129,0	344,5	145,9	396,6	421,5
Всего, млн барр. н. э.	3 692,0	3 922,2	3 712,7	3 889,2	3 498,0
Коэффициент восполнения запасов					
Природный газ	1,04	1,06	1,08	1,06	1,01
Конденсат	1,82	1,42	1,18	0,86	5,28
Нефть	0,51	1,38	0,59	1,69	1,83
Всего	1,02	1,09	1,04	1,10	1,15

ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005*	2006	2007	2008	2009
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	248	156	204	143	151
на нефть	15	441	546	629	702
на ПХГ	36	41	45	8	14
Всего	299	638	795	780	867
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	327,4	267,1	314,0	375,7	358,2
на нефть	38,2	1 468,9	1 740,7	2 080,6	2 286,7
на ПХГ	31,6	30,1	37,8	17,6	11,9
Всего	397,2	1 766,1	2 092,5	2 473,9	2 656,8

* Показатели Группы Газпром нефть учтены начиная с 2006 г.

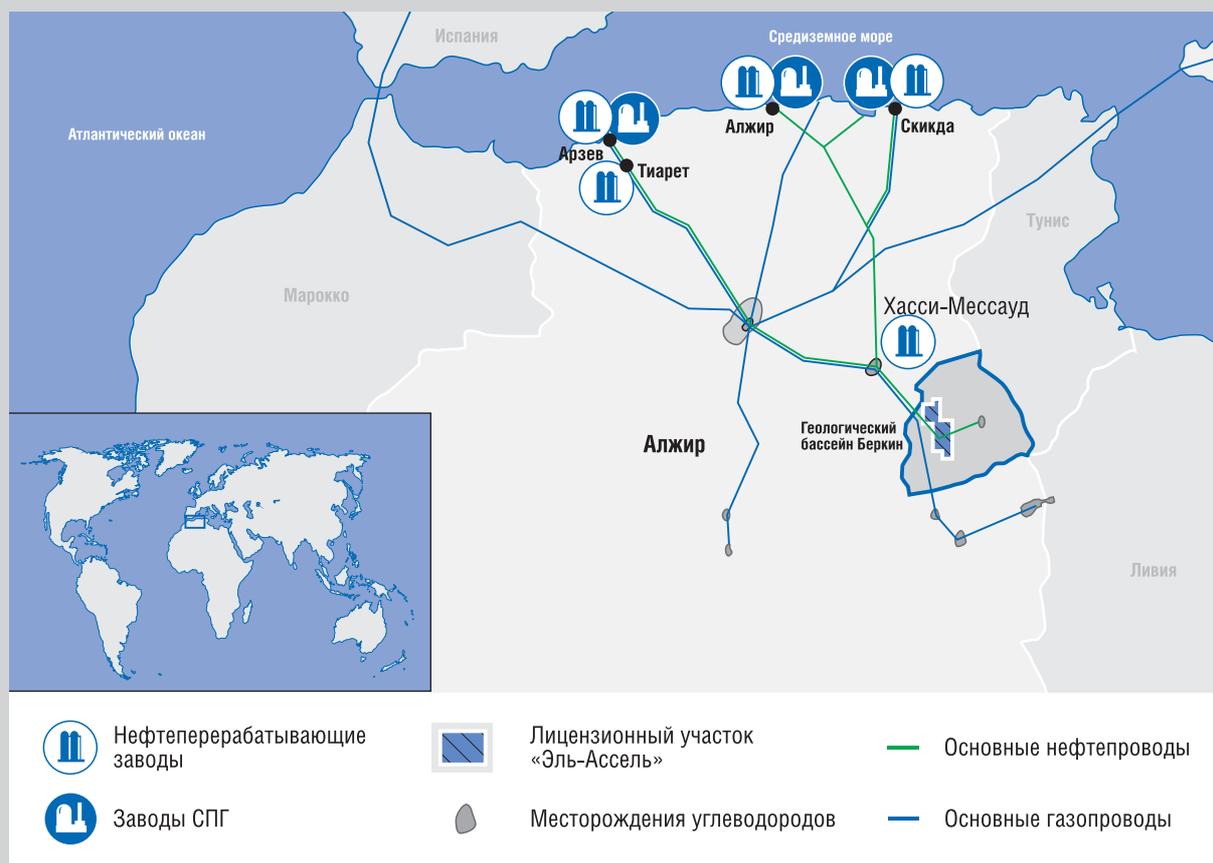
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	По состоянию на 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Разрабатываемые месторождения, ед.	114	119	122	122	121
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	6 941	7 010	7 154	7 214	7 310
в т. ч. действующие, ед.	6 401	6 513	6 640	6 723	6 774
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	5 018	5 486	5 881	5 932	6 158
в т. ч. действующие, ед.	4 372	4 948	5 342	5 444	5 663
Установки комплексной и предварительной подготовки газа, ед.	169	170	172	173	174
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м ³ в год	939,6	957,8	976,0	991,0	994,5
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	44	44	45	45	47
Установленная мощность ДКС, МВт	4 176,1	4 176,1	4 300,1	4 460,1	4 508,1

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 (лицензионные блоки 236b, 404a1 и 405b1).	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%. Группа Газпром планирует инвестировать около 120 млн долл. в проведение ГРП по проекту (2 700 км ² сейсморазведки 3 D и бурение четырех поисковых скважин).	В 2009 г. начаты сейсморазведочные работы 3 D. Выполнена переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2 D прошлых лет. Начата подготовка к бурению поисковой скважины.

ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК «ЭЛЬ-АССЕЛЬ» В АЛЖИРЕ



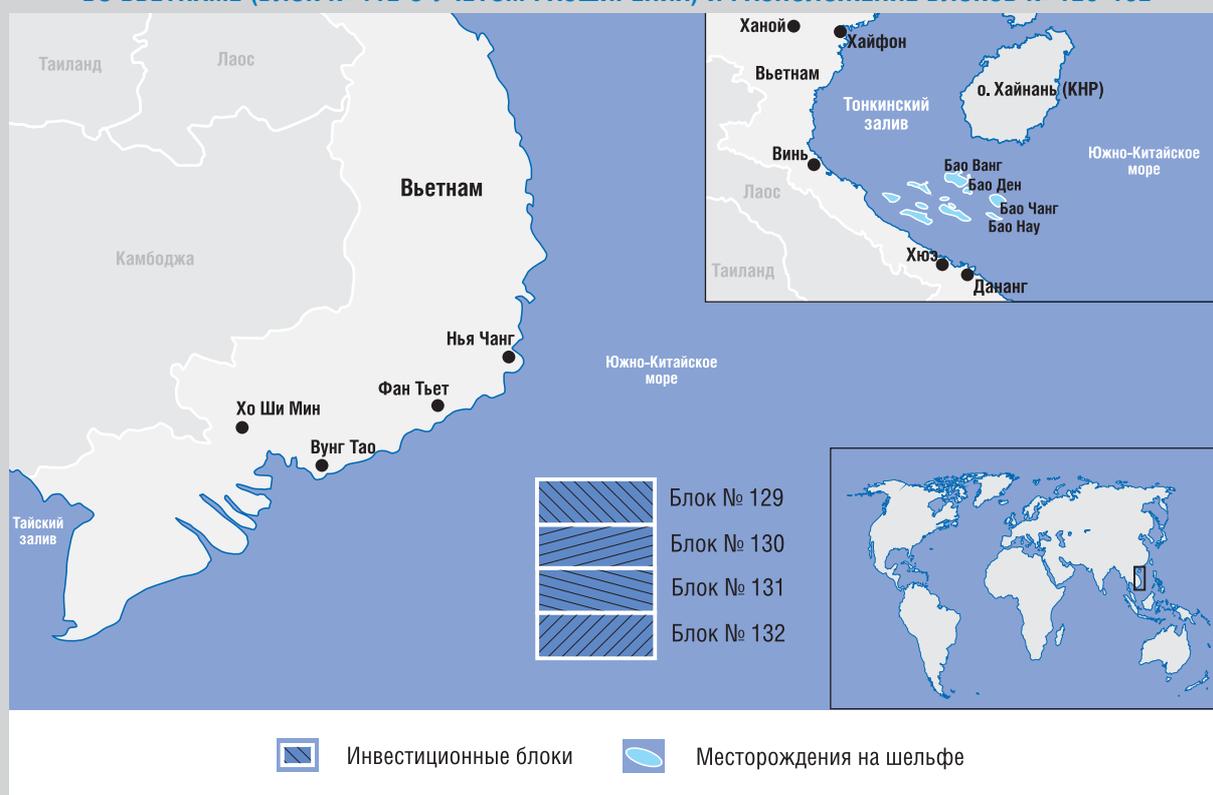
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Венесуэла	Проект «Рафаэль – Урданета, Фаза А»: разведка и разработка месторождений природного газа на лицензионных участках блоков «Урумако-I», «Урумако-II» в восточной части Венесуэльского залива.	2005 г.	Для реализации проекта Группой учреждены компании «Урданетагазпром-1, С.А.» и «Урданетагазпром-2, С.А.».	Предоставлены лицензии на разведку и разработку месторождений сроком на 30 лет. В 2009 г. завершено бурение поисковой скважины на блоке «Урумако-I». Проводится анализ полученных данных.
	Блоки «Blanquilla» и «Tortuga».	2008 г.	Меморандум о взаимопонимании с государственной нефтегазовой компанией Венесуэлы PdVSA. Доля участия Группы Газпром в проекте: ● на этапе ГРП – 30 %; ● на этапе добычи – 15 %.	Ведется обсуждение модели реализации проекта и подготовка документации для подачи заявки на получение лицензии на проведение ГРП.
	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 «Хуни-6» ННК совместно с государственной нефтегазовой компанией Венесуэлы PdVSA создано совместное 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 «Аячучо-3». Изучается возможность его разработки совместно с ННК.

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ БЛОКИ «УРУМАКО-I» И «УРУМАКО-II» В ВЕНЕСУЭЛЬСКОМ ЗАЛИВЕ И БЛОК «ХУНИ-6» 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 и реализация углеводородов на шельфе Вьетнама на условиях Соглашения о разделе продукции.	Блок № 112 – 2000 г. Блоки № 129–132 – 2008 г.	Соглашение о разделе продукции. Оператор проекта – совместная операционная компания «Вьетгазпром». Доля участия Группы Газпром – 50 %.	В 2007 г. на блоке № 112 открыто месторождение Бао Ванг. В 2009 г. закончены строительством три поисково-разведочные скважины. Пробурено 5 214 м, выполнено 8 800 пог. км сейсморазведочных работ 2 D. В результате проведенных работ на шельфе Вьетнама в заливе Бак Бо открыто газоконденсатное месторождение Бао Ден с газовой и газоконденсатной залежами с высоким содержанием CO ₂ . ГРП предполагается завершить в 2013 г.

ОБЛАСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И СЕЙМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГАЗПРОМА ВО ВЬЕТНАМЕ (БЛОК № 112 С УЧЕТОМ РАСШИРЕНИЯ) И РАСПОЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ № 129–132



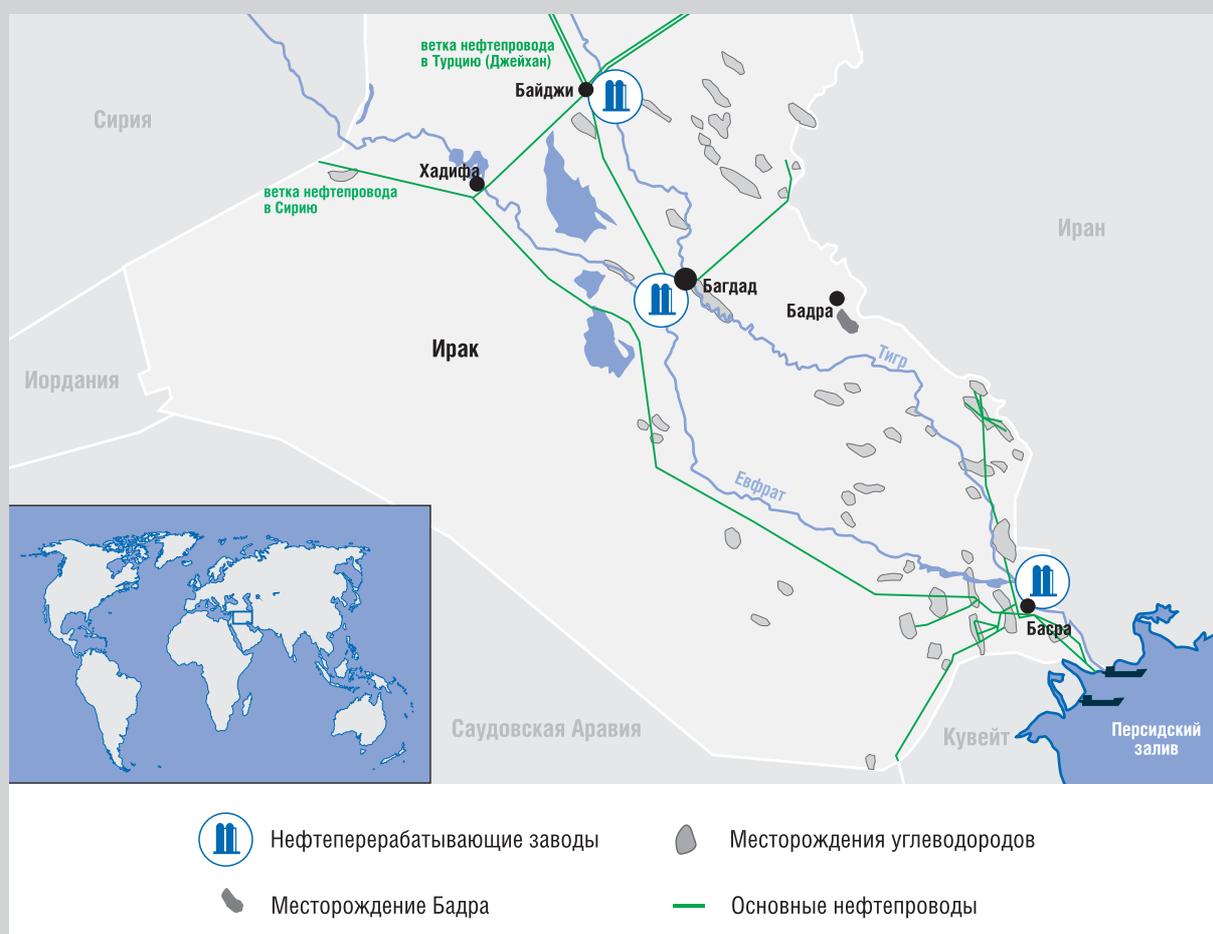
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Индия	Поиск, разведка и добыча углеводородов на блоке № 26 континентального шельфа Индии в Бенгальском заливе.	2000 г.	Соглашение о разделе продукции. Доля участия Группы Газпром – 100 %.	В 2009 г. закончены полевые сейсмо-разведочные работы 2 D, проведена обработка и интерпретация выполненных сейсморазведочных работ 2 D. Выполнены подготовительные работы к строительству поисковой скважины проектной глубиной 3 100 м. Завершить разведку блока и провести подсчет запасов планируется в 2012 г.

ОБЛАСТЬ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И СЕЙМОРАЗВЕДОЧНЫХ 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.	2009 г.	<p>Консорциум, оператором которого выступает ОАО «Газпром нефть». Остальными участниками консорциума являются корейская Kogas (22,5 %), малазийская Petronas (15 %) и турецкая ТРАО (7,5 %), иракскому правительству принадлежит 25 %.</p> <p>Доля участия Группы Газпром – 30 %. Проект рассчитан на 20 лет с возможностью пролонгации 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.</p>	<p>Учреждена компания-оператор Gazprom Neft Badra B.V. Сформирован Объединенный управляющий комитет проекта.</p> <p>По состоянию на 31 декабря 2009 г. запасы месторождения Бадра составили более 2 млрд барр. нефти.</p>

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 ГРП – 50 %.	В 2008 г. открыто месторождение Центральное. В начале 2009 г. полностью завершены сейсморазведочные работы по технологии 3 D, на 2010 г. запланировано начало строительства скважины № 2. По состоянию на 31 декабря 2009 г. запасы месторождения Центральное составляют по категории C ₁ – 20,2 млн т у. т., по категории C ₂ – 149 млн т у. т.

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 ГРП на нефтегазо-перспективных площадях Восточный Майлису – IV и Кугарт.	2006 г.	Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр. Сформирован российско-кыргызстанский управляющий комитет по надзору за исполнением Соглашения.	ОАО «Газпром» получены лицензии на право пользования участками недр Восточный Майлису – IV и Кугарт. Утверждена поэтапная программа геологического изучения недр на площадях Кугарт и Восточный Майлису – IV на 2008–2011 гг.

ОБЛАСТИ ГРП ГАЗПРОМА В КЫРГЫЗСТАНЕ



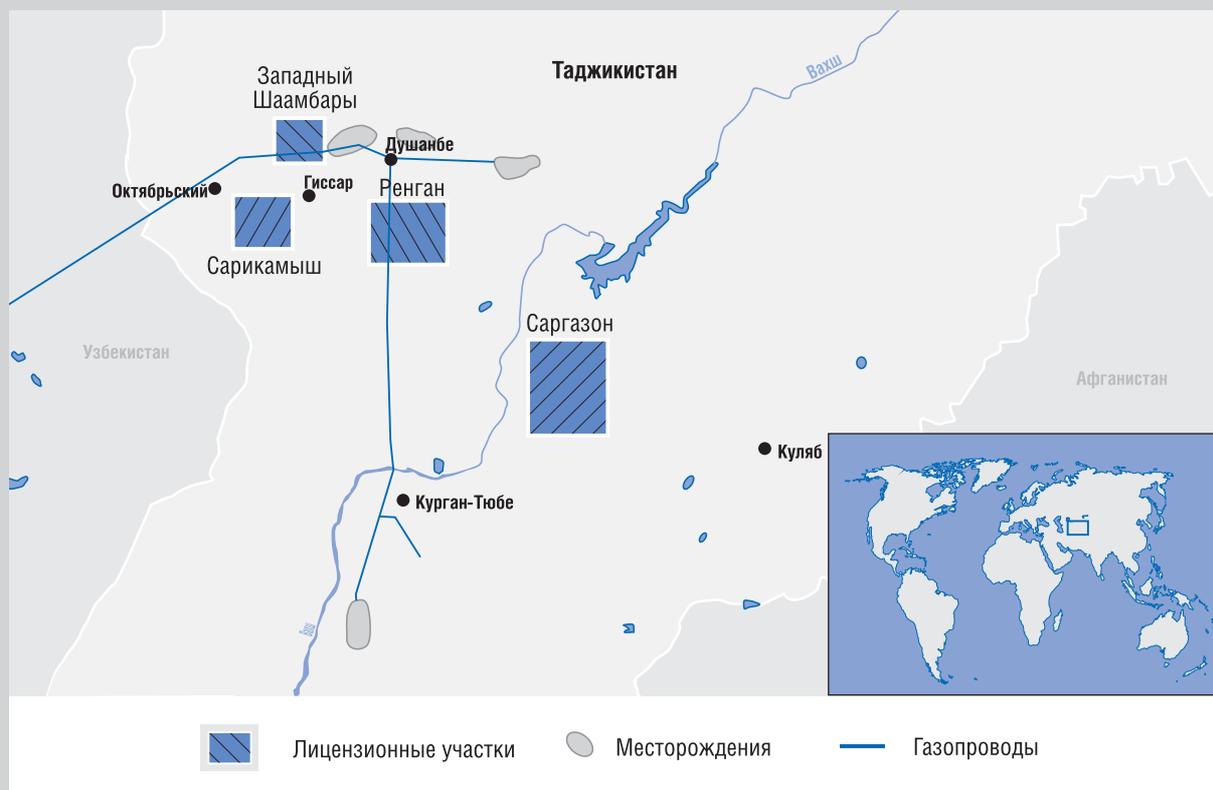
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Ливия	Поиск и разведка углеводородов на лицензионных участках № 19 и № 64.	2007 г.	Соглашение о разделе продукции с ливийской National Oil Company. Участник проекта со стороны Группы – дочерняя компания Gazprom Libya B.V. Доля участия Группы Газпром: лицензионный участок № 19: <ul style="list-style-type: none"> ● на этапе ГРП – 100 %; ● на этапе добычи – 10 %; лицензионный участок № 64: <ul style="list-style-type: none"> ● на этапе ГРП – 100 %; ● на этапе добычи – 9,8 %. 	Завершены работы по обработке и интерпретации данных сейсморазведки 3 D и 2 D, выделены перспективные объекты. Начало бурения поисковых скважин запланировано на III кв. 2010 г.
	Поиск, разведка и добыча углеводородов в рамках 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. Доля участия Группы Газпром – 49 %.	Добыча нефти составляет около 2,7–2,8 млн барр. в месяц. Ведутся работы по повышению нефтеотдачи действующих месторождений. Выполняется геологоразведка новых месторождений нефти. По состоянию на 31 декабря 2009 г. остаточные извлекаемые запасы категорий «доказанные» и «вероятные» составляют 22 млн т нефти и 7,5 млрд м ³ газа.

ОБЛАСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГАЗПРОМА, КОНЦЕССИИ С ДОЛЕВЫМ УЧАСТИЕМ ГРУППЫ В ЛИВИИ (ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ № 19 И № 64, КОНЦЕССИИ С96 И С97)



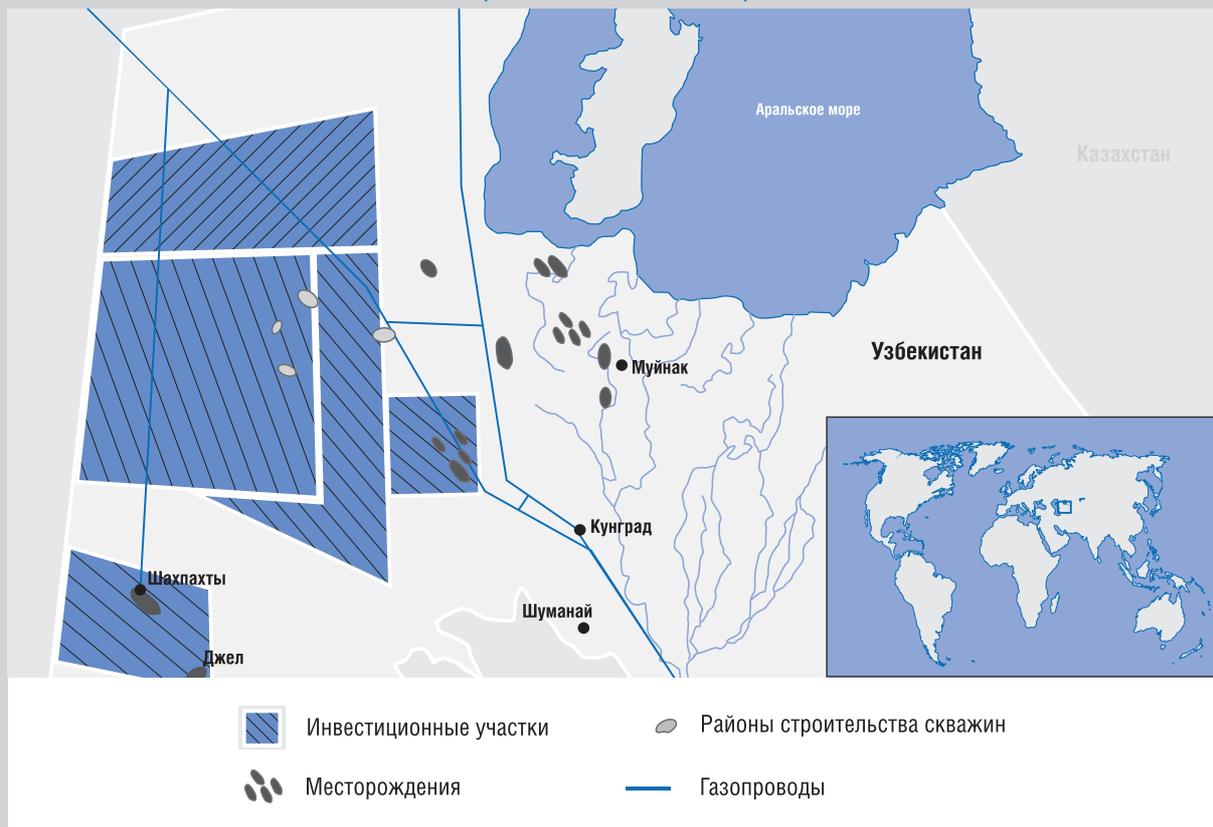
Страна	Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Условия участия в проекте	Ход реализации проекта
Таджикистан	Проведение ГРП на нефтегазоперспективных площадях Сарикамыш, Ренган и Западный Шаамбары.	2006 г.	Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр. Сформирован российско-таджикистанский управляющий комитет по надзору за исполнением Соглашения.	Получены лицензии на право пользования участками недр Сарикамыш и Западный Шаамбары. Начаты сейсморазведочные работы 3 D, а также подготовительные работы к строительству глубоких поисковых скважин на площадях Саргазон и Сарикамыш.

ОБЛАСТИ ГРП 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, Агьинский, Акчалакский, Актумсукский и Насамбекский инвестиционные блоки).	2006 г.	Участники проекта – НХК «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром». Оператор проекта – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз».	В рамках исполнения лицензионных обязательств закончено строительством семь скважин, выполнялись сейсморазведочные работы 2 D и 3 D. Открыто месторождение Джел на Шахпахтинском лицензионном блоке. В 2009 г. сданы лицензии на Ургинский (западная часть) и Куанышский участки недр вследствие их неперспективности.
	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 равными долями.	На месторождении Шахпахты с августа 2004 г. по март 2010 г. добыто около 1,5 млрд м ³ газа (в 2009 г. – 0,3 млрд ³). 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)



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 <i>Газпрома</i> . 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)		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 2007 г. введена в строй установка предварительной подготовки природного газа ежегодной производительностью 8,2 млрд м ³ в год.	30 млрд м ³ газа	1996 г.	2011–2012 гг.
Западно-Песцовое (Большой Уренгой)	Расположено западнее Песцовой площади Уренгойского месторождения.	2,0 млрд м ³ газа	2010 г.	2011 г.
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО Тюменской области на площади Медвежьего газоконденсатного месторождения.	2,7 млрд м ³ газа	2011–2012 гг.	2014 г.
Уренгойское (ачимовские залежи)	Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков. Участок 1А введен в опытно-промышленную эксплуатацию в июле 2008 г. Освоение участка проводится ЗАО «Ачимгаз» – совместным предприятием с компанией Wintershall Holding AG. В 2009 г. введен в эксплуатацию участок 2А, освоение которого проводится ООО «Газпром добыча Уренгой».	7,7 млрд м ³ газа и 3,0 млн т нестабильного конденсата в год 5,6 млрд м ³ газа и 1,7 млн т нестабильного конденсата в год	2008 г. 2009 г.	2016–2019 гг.
Ен-Яхинское	Начиная с 2012 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 м ³ 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 2009 г. ОАО «Газпром» принадлежит 50 % плюс шесть обыкновенных именных акций компании, Wintershall Holding AG – 25 % минус три обыкновенные именные акции и плюс три привилегированные акции без права голоса; E.ON Ruhrgas – 25 % минус три обыкновенные именные акции и плюс три привилегированные акции без права голоса.	25,0 млрд м ³ газа	2007 г.	2010 г.
Полуостров Ямал и прилегающие акватории				
Бованенковское (сеноман-аптские залежи)	Газпром совместно с администрацией ЯНАО разработали Программу комплексного промышленного освоения месторождений углеводородов полуострова Ямал и прилегающих акваторий. В связи с падением спроса на газ принято решение о переносе срока ввода в эксплуатацию первых пусковых комплексов Бованенковского месторождения и системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта с III кв. 2011 г. на III кв. 2012 г.	115 млрд м ³ газа	2012 г.	2017–2018 гг.
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 м ³ в год, и может быть потенциально увеличена до 95 млрд м ³ в год.	23,7 млрд м ³ газа на первом этапе разработки	2016 г.	Первый этап – 2017 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 акватории Обской и Тазовской губ.	15,3 млрд м ³ газа	2018 г.	2020 г.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность
Поволжье				
Астраханское	Расположено в дельте реки Волга. Способно обеспечить годовой уровень добычи на уровне 50–60 млрд м ³ . Добыча сдерживается на уровне 12 млрд м ³ 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.	
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 – 2014 г., газовых залежей – 2020 г.	не определено

ТРАНСПОРТИРОВКА

РАЗВИТИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км	1 402	1 526	1 157	1 381	865
Капитальный ремонт, км	2 166,8	2 809,0	2 697,0	2 756,3	2 383,7
Количество технических отказов на 1 000 км	0,14	0,12	0,11	0,13	0,09

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

	По состоянию на 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в однниточном исчислении, тыс. км	155,0	156,9	158,2	159,5	160,4
Линейные компрессорные станции, ед.	210	217	218	214	215
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 587	3 629	3 641	3 669	3 675
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	40,2	41,0	41,4	41,6	42,0

СТРУКТУРА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ ПО СРОКУ СЛУЖБЫ

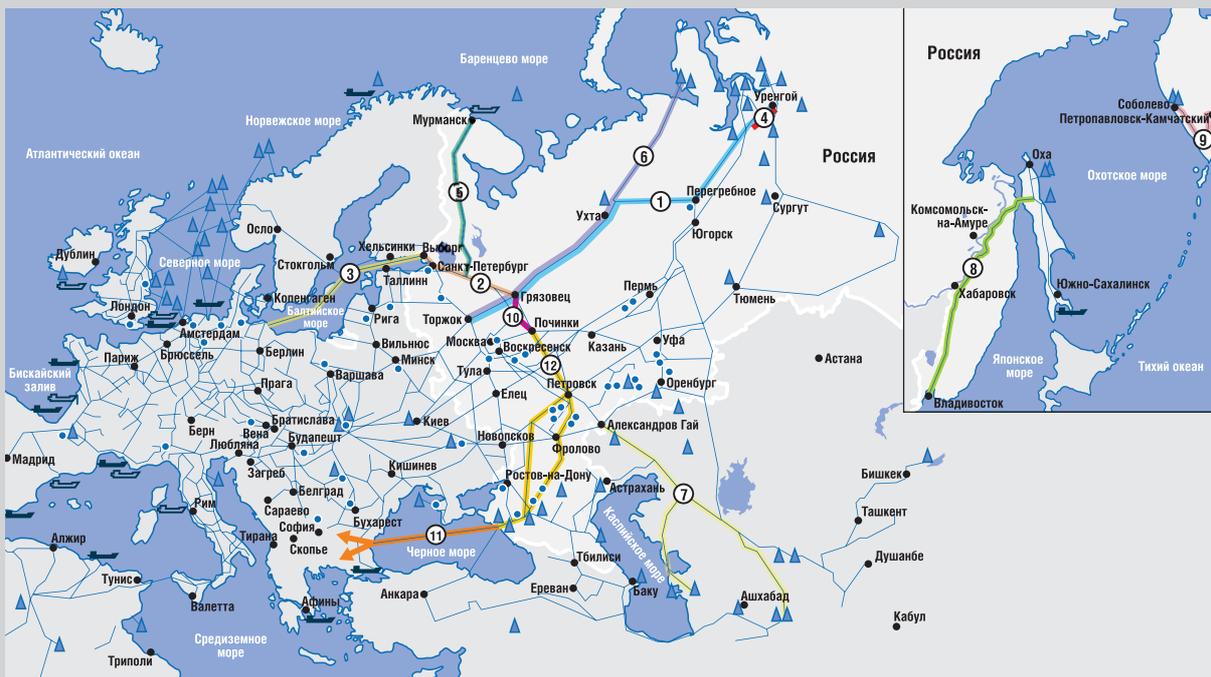
	По состоянию на 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Протяженность, км					
10 лет и менее	20 060,9	19 894,8	17 714,3	17 296,2	15 785,0
от 11 до 20 лет	48 371,6	43 859,5	40 508,8	35 585,3	29 404,6
от 21 года до 33 лет	57 252,2	61 545,3	62 832,8	67 845,0	71 313,2
более 33 лет	29 345,5	31 629,7	37 096,5	38 732,5	43 867,0
Всего	155 030,2	156 929,3	158 152,4	159 459,0	160 369,8
Протяженность, %					
10 лет и менее	13,0 %	12,7 %	11,2 %	10,9 %	9,8 %
от 11 до 20 лет	31,2 %	27,9 %	25,6 %	22,3 %	18,3 %
от 21 года до 33 лет	36,9 %	39,2 %	39,7 %	42,5 %	44,5 %
более 33 лет	18,9 %	20,2 %	23,5 %	24,3 %	27,4 %
Всего	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
	млрд м ³				
Поступление в ГТС, всего	699,7	717,8	706,7	714,3	589,7
Поступление в систему	646,9	660,9	654,8	669,2	552,4
в т. ч. центральноазиатский газ	54,6	57,0	59,9	61,4	35,7
Отбор газа из ПХГ России	42,8	48,2	41,7	36,1	30,0
Сокращение запаса газа в ГТС	10,0	8,7	10,2	9,0	7,3
Распределение из ГТС, всего	699,7	717,8	706,7	714,3	589,7
Поставка внутри России	339,8	352,0	356,4	352,8	335,6
в т. ч. центральноазиатский газ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Поставка за пределы России	251,2	254,7	247,3	251,1	195,6
в т. ч. центральноазиатский газ	54,5	56,8	59,7	61,3	35,6
Закачка газа в ПХГ России	46,3	50,3	43,0	51,6	15,7
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	51,7	52,0	49,5	49,6	36,3
Увеличение запаса газа в ГТС	10,7	8,8	10,5	9,2	6,5

ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ

ЕВРОАЗИАТСКАЯ ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА



Газотранспортные проекты Газпрома:

- | | | |
|--|---|--|
| ① «СРТО – Торжок» | ⑦ Участки развития ГТС в Центральной Азии, включая Прикаспийский газопровод | ▲ Месторождения газа |
| ② Грязовец – Выборг | ⑧ ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток | ● Объекты подземного хранения газа (ПХГ) |
| ③ «Северный поток» | ⑨ Соболево – Петропавловск-Камчатский | ➤ Действующие терминалы СПГ |
| ④ Расширение Уренгойского газотранспортного узла | ⑩ Починки – Грязовец | ➤ Перспективные терминалы СПГ |
| ⑤ Мурманск – Волхов | ⑪ «Южный поток» | — Основные газопроводы |
| ⑥ Газопроводы Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок | ⑫ Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток» | |

ОСНОВНЫЕ ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Ход реализации проекта
		Протяженность	Количество КС/ общая мощность КС	Годовая пропускная способность	
«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 м ³ в год на различных участках	Ввод в эксплуатацию линейной части завершен в 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2009 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».	917 км	7 КС / 1 180 МВт	59 млрд м ³	По состоянию на 31 декабря 2009 г. построено 604 км линейной части. 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 м ³	Для проектирования, строительства, эксплуатации и управления газопроводом «Северный поток» создана компания Nord Stream AG. Доли в компании распределены следующим образом: ОАО «Газпром» – 51 %, Wintershall Holding AG и E.ON Ruhrgas AG – по 20 %, Gasunie Infrastruktur AG – 9 %. В завершающей стадии находится переговорный процесс о вхождении в проект GDF SUEZ. К февралю 2010 г. компания Nord Stream AG получила все необходимые разрешения для строительства морского газопровода от стран, через исключительные экономические зоны которых проходит трасса газопровода. В апреле 2010 г. официально объявлено о начале трубоукладочных работ. Ввод первой нитки газопровода в эксплуатацию 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 2 300 км	10 КС / 1 473 МВт	до 63 млрд м ³	Выполняются предынвестиционные исследования.
«Южный поток»	Транспортировка газа из России через акваторию Черного моря и далее по территориям стран Южной и Центральной Европы.	около 2 200 км (основной маршрут)	не определено	до 63 млрд м ³	Подписаны Межправительственные соглашения с Болгарией, Сербией, Венгрией, Грецией, Словенией, а также с Хорватией (2 марта 2010 г.) и Австрией (24 апреля 2010 г.). ОАО «Газпром» совместно с партнерами продолжает технико-экономические исследования, по результатам которых будут определены конфигурация системы и основные технико-экономические показатели проекта.
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 м ³ на различных участках	Введено в эксплуатацию 410,3 км линейной части и три КС мощностью 272 МВт.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Ход реализации проекта
		Протяженность	Количество КС/ общая мощность КС	Годовая пропускная способность	
Прикаспийский газопровод	Транспортировка туркменского и казахстанского природного газа по территориям Туркменистана, Казахстана и России.	не определено	не определено	до 20 млрд м ³	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 и экспортных поставок по проекту «Северный поток».	1 365 км	10 КС / 1 225 МВт	до 50 млрд м ³ (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.	650 км	8 КС / 580 МВт	до 36 млрд м ³	По состоянию на конец 2009 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.	1 100 км	9 КС / 1 096 МВт	60 млрд м ³	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 2009 г. на участке Бованенково – Ухта построено 426 км линейной части, включая первую нитку перехода через Байдарацкую губу.
Ухта – Торжок (первая нитка)		1 371 км	9 КС / 869 МВт	45 млрд м ³	
Сахалин – Хабаровск – Владивосток (первый пусковой комплекс)	Обеспечение потребности в газе потребителей Хабаровского и Приморского краев и Сахалинской области.	1 320 км	1 КС / 32 МВт	6 млрд м ³	Строительство предполагается завершить в III кв. 2011 г.
Соболево – Петропавловск-Камчатский	Транспортировка газа с месторождений на западном побережье Камчатского полуострова до г. Петропавловск-Камчатский.	391 км	не предусмотрены	750 млн м ³	По состоянию на 31 декабря 2009 г. построено 144 км линейной части. Первый этап строительства трубопровода планируется завершить в IV кв. 2010 г.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

ДЕЙСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА ГАЗПРОМА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ



- Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м³
- Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м³
- Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ
- Разведываемые площади под объекты ПХГ
- ▬ Основные газопроводы

ХАРАКТЕРИСТИКА РОССИЙСКИХ ПХГ ГАЗПРОМА

	По состоянию на 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	24	25	25	25	25
Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³	64,25	64,65	64,94	65,20	65,20
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 509	2 588	2 618	2 615	2 601

ХРАНЕНИЕ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	Сезон закачки				
	2005	2006	2007	2008	2009
Закачка газа в ПХГ, млн м³					
I кв.	–	–	1 074,8	107,1	161,4
II кв.	19 513,3	21 189,2	21 295,6	24 370,5	3 075,0
III кв.	22 416,6	25 659,5	19 766,1	24 020,4	10 116,9
IV кв.	4 385,1	3 500,8	859,5	3 150,4	2 319,1
Всего за сезон	46 315,0	50 349,5	42 996,0	51 648,4	15 672,4
	Сезон отбора				
	2005–2006	2006–2007	2007–2008	2008–2009	2009–2010
Отбор газа из ПХГ, млн м³					
III кв.	185,7	4,1	89,7	107,1	155,8
IV кв.	12 873,2	12 743,4	21 688,7	7 634,2	18 980,5
I кв. следующего года	34 936,0	19 763,6	28 347,1	8 653,9	26 176,9
II кв. следующего года	518,1	116,5	18,5	2 234,0	44,4
Всего за сезон	48 513,0	32 627,6	50 144,0	18 629,2	45 357,6
Максимальная потенциальная суточная производительность в сезон отбора, млн м ³ /сут.	568,0	600,0	608,0	620,0	620,0
Средняя суточная производительность в декабре – феврале сезона отбора, млн м ³ /сут.	477,5	488,0	492,4	500,0	500,0

ДЕЙСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПХГ ЗА РУБЕЖОМ



4,8 Действующие ПХГ, используемые Газпромом, с активной емкостью, млрд м³

0,6 Перспективные объекты ПХГ с участием Газпрома с активной емкостью, млрд м³

○ Перспективные объекты ПХГ с участием Газпрома

— Основные газопроводы

ЗАКАЧКА И ОТБОР ГАЗА ГАЗПРОМА ИЗ ПХГ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

	Сезон закачки I–IV кв.				
	2005	2006	2007	2008	2009
Закачка газа в ПХГ за рубежом, млн м³					
Страны БСС					
Латвия	1 466,9	1 588,9	135,3	1 300,1	588,1
Армения	84,0	101,0	87,0	89,0	70,0
Дальнее зарубежье					
Германия	374,9	1 142,7	1 111,0	1 384,8	583,6
Австрия	440,4	449,0	944,8	858,6	474,1
Великобритания	76,8	294,4	414,5	528,9	225,8
Франция	–	–	–	273,9	250,0
Нидерланды	–	–	–	–	328,0
Всего	2 443,0	3 576,0	2 692,6	4 435,3	2 519,6
	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2005	2006	2007	2008	2009
Отбор газа из ПХГ за рубежом*, млн м³					
Страны БСС					
Латвия	911,1	213,1	288,3	682,8	1 006,5
Армения	73,0	78,0	64,0	80,0	24,0
Дальнее зарубежье					
Германия	661,4	887,4	952,2	790,1	721,3
Австрия	200,0	200,0	652,8	381,9	480,2
Великобритания	–	371,2	422,4	227,5	318,0
Франция	–	–	–	273,9	248,5
Всего	1 845,5	1 749,7	2 379,7	2 436,2	2 798,5

* 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				
	2005	2006	2007	2008	2009
Переработка природного и попутного газа, млрд м³					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*	33,9	33,5	33,3	33,3	30,4
<i>Сибур Холдинг</i> **	12,4	13,8	10,7	5,1	–
Всего	46,3	47,3	44,0	38,4	30,4
Переработка нефти и нестабильного газового конденсата, млн т					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*	12,0	12,0	12,0	11,7	10,9
<i>Газпром нефть</i> *** всего, в т. ч.:	4,1	24,4	26,2	28,4	33,4
в России	4,1	24,4	26,2	28,4	31
за рубежом****	–	–	–	–	2,4
Всего	16,1	36,4	38,2	40,1	44,3

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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

 *** Показатели *Газпром нефти* приведены после консолидации с IV кв. 2005 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				
	2005	2006	2007	2008	2009
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 728,7	3 792,8	3 653,2	3 413,8	3 408,2
Сухой газ, млрд м ³	37,5	38,1	35,8	30,9	24,2
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	4 880,7	5 325,1	5 537,6	4 104,1	2 876,7
Автомобильный бензин, тыс. т	3 125,7	7 218,8	7 518,7	7 606,2	8 658,8
Технологический бензин, тыс. т	236,0	1 755,0	1 735,0	1 914,2	2 132,8
Дизельное топливо, тыс. т	2 954,8	9 056,9	9 510,7	10 406,6	11 249,1
Авиационное топливо, тыс. т	327,9	1 790,2	1 944,2	1 967,3	2 285,7
Мазут топочный, тыс. т	1 077,8	4 886,5	5 653,9	6 138,5	6 384,1
Масла, тыс. т	53,0	327,0	346,4	328,3	368,5
Сера, тыс. т	5 370,3	5 353,5	5 432,3	5 385,9	4 405,4
Гелий, тыс. м ³	1 636,4	3 838,1	4 874,0	5 037,9	4 892,6
Одорант, тыс. т	3,1	3,0	2,8	3,0	3,0
ШФЛУ, тыс. т	3 006,6	3 896,7	2 648,9	1 488,5	454,0
Этан, тыс. т	108,1	223,2	238,4	327,2	362,1
Техуглерод, тыс. т	33,6	34,5	35,4	30,4	21,1
Метанол, тыс. т	614,0	657,1	–	–	419,0
Пентан-гексановая фракция (ПГФ), тыс. т	75,1	92,6	102,6	111,0	35,2

ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ ОСНОВНЫМИ ДОЧЕРНИМИ ОБЩЕСТВАМИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием*					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 728,7	3 792,8	3 653,2	3 413,8	3 408,2
Сухой газ, млрд м ³	26,5	26,0	26,5	26,5	24,2
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	1 881,9	1 837,7	2 109,8	2 037,2	2 025,2
Автомобильный бензин, тыс. т	2 242,7	2 158,8	2 141,8	2 132,3	2 018,1
Дизельное топливо, тыс. т	1 640,8	1 442,9	1 429,3	1 394,1	1 276,5
Авиационное топливо, тыс. т	50,9	150,2	133,9	161,4	165,8
Мазут топочный, тыс. т	380,8	380,5	394,2	389,7	347,9
Сера, тыс. т	5 361,8	5 296,3	5 370,1	5 319,8	4 322,1
Гелий, тыс. м ³	1 636,4	3 838,1	4 874,0	5 037,9	4 892,6
Одорант, тыс. т	3,1	3,0	2,8	3,0	3,0
ШФЛУ, тыс. т	541,6	881,4	587,5	554,6	454,0
Этан, тыс. т	108,1	223,2	238,4	327,2	362,1
Техуглерод, тыс. т	33,6	34,5	35,4	30,4	21,1
Метанол, тыс. т	614,0	657,1	–	–	419,0
ПГФ, тыс. т	75,1	92,6	102,6	111,0	35,2
Газпром нефть**					
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	107,8	544,6	566,1	563,8	851,5
Автомобильный бензин, тыс. т	883,0	5 060,0	5 376,9	5 473,9	6 640,7
Технологический бензин, тыс. т	236,0	1 755,0	1 735,0	1 914,2	2 132,8
Дизельное топливо, тыс. т	1 314,0	7 614,0	8 081,4	9 012,5	9 972,6
Авиационное топливо, тыс. т	277,0	1 640,0	1 810,3	1 805,9	2 119,9
Мазут топочный, тыс. т	697,0	4 506,0	5 259,7	5 748,8	6 036,2
Масла, тыс. т	53,0	327,0	346,4	328,3	368,5
Сера, тыс. т	8,5	57,2	62,2	66,1	83,3
в том числе за рубежом***					
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	–	–	–	–	95,8
Автомобильный бензин, тыс. т	–	–	–	–	479,2
Технологический бензин, тыс. т	–	–	–	–	110,7
Дизельное топливо, тыс. т	–	–	–	–	835,8
Авиационное топливо, тыс. т	–	–	–	–	48,3
Мазут топочный, тыс. т	–	–	–	–	460,3
Сибур Холдинг****					
Сухой газ, млрд м ³	11,0	12,1	9,3	4,4	–
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	2 891,0	2 942,8	2 861,7	1 503,1	–
ШФЛУ, тыс. т	2 465,0	3 015,3	2 061,4	933,9	–
Бензин газовый стабильный, тыс. т	562,0	613,0	677,0	284,0	–
Мономеры, жидкие и мономерсодержащие углеводородные фракции, тыс. т	1 848,0	2 122,5	1 997,9	1 096,3	–
Полимеры и изделия, тыс. т	469,0	490,0	506,0	290,0	–
Синтетические каучуки, тыс. т	584,0	624,0	553,4	267,9	–
Продукция органического синтеза, тыс. т	990,0	1 109,0	1 134,6	544,5	–

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

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию/год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2009	Основная продукция
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100%-ным участием					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 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, дизельное топливо, мазут, сера
Оренбургский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1974 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 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.	<ul style="list-style-type: none"> ● 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.	<ul style="list-style-type: none"> ● 3,0 млрд м³ природного газа ● 1,25 млн т нестабильного конденсата (деэтанализация) 	Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, автомобильный бензин, техуглерод
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Уренгой	1985 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 13,9 млн т нестабильного конденсата (деэтанализация и стабилизация) 	Деэтанализованный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, автомобильный бензин, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легкий (ДКГЛ)
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 8,05 млн т нестабильного, в т. ч. деэтанализованного, конденсата (стабилизация) 	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, ДКГЛ
Завод по производству метанола	ООО «Сибметатахим»	Томск	1983 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 750 тыс. т метанола 	Метанол, формалин, карбамидо-формальдегидные смолы
Газпром нефть					
Омский НПЗ	ОАО «Газпром нефть»	Омск	1955 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 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.	<ul style="list-style-type: none"> ● 12,15 млн т нефти 	Бензин автомобильный и технологический, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, газы углеводородные сжиженные, сера
Завод по смешению масел и смазок в г. Бари	Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 30 тыс. т масел и 6 тыс. т смазочных материалов 	Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки
НПЗ в г. Панчево	NIS	Панчево (Сербия)	1968 г.	<ul style="list-style-type: none"> ● 7,3 млн т нефти 	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, битумы, сера и пропилен
НПЗ в г. Нови-Сад	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.		Бензин автомобильный, дизтопливо, мазут, масла и битумы
Кроме того <i>Группа Газпром</i> имеет доступ к мощностям ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» в соответствии с долей участия в капитале ОАО «НГК «Славнефть»:					
Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию/год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2009	Основная продукция
Ярославнефтеоргсинтез	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославль	1958–1961 гг.	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 И ТЕПЛОВЫЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

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

* Показатели приведены с момента установления контроля.

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

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

* 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				
	2005	2006	2007	2008*	2009*
	млн руб.				
Россия	309 985	356 033	399 452	474 268	494 931
Страны БСС	108 391	209 719	269 645	356 514	371 152
Дальнее зарубежье	619 099	845 867	873 410	1 260 645	1 102 996
Всего	1 037 475	1 411 619	1 542 507	2 091 427	1 969 079
	млн долл.**				
Россия	10 771	13 522	16 270	16 142	16 366
Страны БСС	3 766	7 965	10 984	12 135	12 274
Дальнее зарубежье	21 511	32 126	35 577	42 908	36 475
Всего	36 048	53 613	62 831	71 185	65 115
	млн евро.**				
Россия	9 066	10 260	11 117	11 445	11 406
Страны БСС	3 170	6 044	7 505	8 603	8 554
Дальнее зарубежье	18 108	24 377	24 309	30 421	25 421
Всего	30 344	40 681	42 931	50 469	45 381

* За 2008 и 2009 гг. 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				
	2005	2006	2007	2008	2009
Россия					
руб./1 000 м ³	1 009,7	1 125,4	1 301,1	1 652,8	1 885,0
долл.*/1 000 м ³	35,1	42,7	53,0	56,3	62,3
евро*/1 000 м ³	29,5	32,4	36,2	39,9	43,4
Страны БСС					
руб./1 000 м ³	1 415,7	2 077,4	2 672,9	3 693,9	5 483,7
долл.*/1 000 м ³	49,2	78,9	108,9	125,7	181,3
евро*/1 000 м ³	41,4	59,9	74,4	89,1	126,4
Дальнее зарубежье					
руб./1 000 м ³	3 964,8	5 238,5	5 181,9	7 521,5	7 216,6
долл.*/1 000 м ³	137,8	199,0	211,1	256,0	238,6
евро*/1 000 м ³	116,0	151,0	144,2	181,5	166,3

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

РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
	млрд м ³				
Объем продаж газа в России	307,0	316,3	307,0	287,0	262,6
Объем продаж газа в дальнее зарубежье					
Австрия	6,8	6,6	5,4	5,8	5,4
Бельгия	2,0	3,2	4,3	3,4	3,3
Финляндия	4,5	4,9	4,7	4,8	4,4
Франция	13,2	10,0	10,1	10,4	10,0
Германия	36,0	34,4	34,5	37,9	33,5
Греция	2,4	2,7	3,1	2,8	2,1
Италия	22,0	22,1	22,0	22,4	19,1
Швейцария	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Нидерланды	4,1	4,7	5,5	5,3	5,1
Турция	18,0	19,9	23,4	23,8	20,0
Великобритания	3,8	8,7	15,2	7,7	9,7
Босния и Герцеговина	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
Болгария	2,6	2,7	2,8	2,9	2,2
Хорватия	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1
Чехия	7,4	7,4	7,2	7,9	7,1
Венгрия	9,0	8,8	7,5	8,9	7,6
Македония	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Польша	7,0	7,7	7,0	7,9	9,0
Румыния	5,0	5,5	4,5	4,2	2,5
Сербия	2,0	2,1	2,1	2,2	1,7
Словакия	7,5	7,0	6,2	6,2	5,4
Словения	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
Другие страны	–	0,4	0,5	0,6	2,5
Всего	156,1	161,5	168,5	167,6	152,8
Объем продаж газа в страны БССТ					
Армения	1,7	1,7	1,9	2,1	1,7
Азербайджан	3,8	4,0	–	–	–
Беларусь	19,8	20,5	20,6	21,1	17,6
Эстония	1,3	0,7	0,9	0,6	0,8
Грузия	1,4	1,9	1,2	0,7	0,1
Казахстан	4,0	6,5	10,0	9,6	3,1
Латвия	1,4	1,4	1,0	0,7	1,1
Литва	2,8	2,8	3,4	2,8	2,5
Молдова	2,8	2,5	2,7	2,7	3,0
Украина	37,6	59,0	59,2	56,2	37,8
Всего	76,6	101,0	100,9	96,5	67,7
Всего	539,7	578,8	576,4	551,1	483,1

УЧАСТИЕ ГАЗПРОМА В ОБЕСПЕЧЕНИИ ВНУТРЕННЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В РОССИИ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Внутреннее потребление газа в России, млрд м ³	444,4	458,9	467,1	462,5	432,2
Поставка потребителям России по газотранспортной системе Единой системы газоснабжения (без учета технологических нужд ГТС)*, млрд м ³	336,8	348,8	353,0	349,5	332,5
в т. ч. от добычи Группы Газпром**	288,9	295,1	297,4	290,1	272,1

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

** Данные за 2005–2008 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				
	2005	2006	2007	2008	2009
	Доля				
Энергетика*	38 %	37 %	37 %	33 %	31 %
Металлургия	7 %	6 %	7 %	7 %	7 %
Агрохимия	7 %	6 %	7 %	7 %	7 %
Население	16 %	15 %	16 %	17 %	19 %
Коммунальный комплекс	10 %	10 %	11 %	11 %	14 %
Прочее	22 %	26 %	22 %	25 %	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				
	2005	2006	2007	2008	2009
	руб. за 1 000 м³				
Всем категориям	1 013,4	1 129,4	1 301,1	1 636,0	1 893,5
Промышленности	1 064,4	1 179,8	1 353,8	1 699,2	1 970,0
Населению	771,3	896,9	1 031,7	1 288,8	1 486,4

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ В РОССИИ

	За период и по состоянию на конец года				
	2005	2006	2007	2008	2009
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) <i>Газпрома</i> , тыс. км	485,8	514,2	544,5	586,8	611,8
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО <i>Газпрома</i> , млрд м ³	217,2	222,4	222,4	224,7	217,4
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО <i>Газпрома</i> :					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	25,1	25,9	26,1	26,6	26,7
промышленные предприятия, тыс. ед.	14,6	15,9	16,2	17,6	18,9
котельные, тыс. ед.	34,1	35,8	36,4	39,0	40,6
коммунально-бытовые предприятия, тыс. ед.	159,8	173,4	181,8	202,5	211,6
Объем финансирования <i>Газпромом</i> Программ газификации, млрд руб.	9,2	17,6	20,2	24,2	19,3
Уровень газификации природным и сжиженным газом в зоне деятельности организаций <i>Группы Газпром</i> , всего, %	81,4 %	82,5 %	80,4 %	77,9 %	78,2 %
в городах и поселках городского типа, %	84,1 %	84,7 %	83,1 %	81,4 %	81,5 %
в сельской местности, %	75,7 %	77,5 %	74,3 %	70,4 %	71,0 %

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

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

* 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
Объемы реализации продуктов нефтегазопереработки, млн т			
Россия	23,2	25,0	24,9
Дальнее зарубежье	16,7	14,7	15,8
Страны БССТ	5,4	3,9	3,8
Всего	45,3	43,6	44,5
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.			
Россия	304 319	378 182	297 885
Дальнее зарубежье	183 167	229 794	206 669
Страны БССТ	42 181	44 980	35 951
Всего	529 667	652 956	540 505
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн долл.*			
Россия	12 396	12 873	9 851
Дальнее зарубежье	7 461	7 821	6 834
Страны БССТ	1 718	1 531	1 189
Всего	21 575	22 225	17 874
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн евро*			
Россия	8 470	9 127	6 865
Дальнее зарубежье	5 098	5 545	4 763
Страны БССТ	1 174	1 085	829
Всего	14 742	15 757	12 457

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

ДЕЙСТВУЮЩИЕ АЗС ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	По состоянию на 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Россия	698	724	730	790	926
Дальнее зарубежье	–	–	–	–	478
Страны БССТ	–	77	80	102	158
Всего	698	801	810	892	1 562

РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, УСЛУГ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

ПРОДАЖА ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2007	2008*	2009*
Реализация электроэнергии, млрд кВт•ч	32,2	108,0	135,7
Реализация тепла, млн Гкал	29,4	69,3	73,5
Выручка от продажи электрической и тепловой энергии (за вычетом НДС), млн руб.	49 284	134 334	195 040
млн долл.**	2 007	4 572	6 450
млн евро**	1 372	3 242	4 495

* За 2008 и 2009 гг. 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
Оказание услуг по транспортировке газа компаниям, не входящим в Группу Газпром, млрд м ³	106,1	111,2	60,0
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа (за вычетом НДС), млн руб.	41 740	63 468	47 029
млн долл.*	1 700	2 160	1 555
млн евро*	1 162	1 532	1 084

* 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
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т	3 340,7	3 391,1
в т. ч.:		
оксид углерода	785,5	645,8
оксиды азота	339,4	335,9
диоксид серы	248,6	249,1
углеводороды (включая метан)	1 712,4	1 859,8
Сброс сточных вод, млн м³	4 115,9	5 336,3
в т. ч. в поверхностные водные объекты	3 895,1	5 175,9
из них нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	3 853,1	5 031,3
Образование отходов, тыс. т	4 084,5	5 210,8
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	8,3	12,6

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

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2008	2009
Текущие затраты	17 162	10 376
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	1 429	963
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	2 679	1 218
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	3 494	6 324
Всего	24 764	18 881

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Природный газ,					
млн м ³	3 362,5	3 603,5	3 062,8	2 357,4	2 179,3
тыс. т у. т.	3 833,3	4 108,0	3 491,6	2 687,5	2 484,4
Электроэнергия,					
млн кВт•ч	546,4	292,9	271,9	250,8	171,6
тыс. т у. т.	148,0	95,2	88,4	81,5	55,8
Тепловая энергия,					
тыс. Гкал	374,3	231,7	191,3	204,3	180,4
тыс. т у. т.	46,8	33,1	27,3	29,3	25,8
Всего*, тыс. т у. т.	4 028,1	4 236,3	3 607,3	2 798,3	2 566,0

* Не включает экономию прочих топливно-энергетических ресурсов.

НИОКР, ВЫПОЛНЕННЫЕ ПО ЗАКАЗУ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

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

ПЕРСОНАЛ

СРЕДНЕСПИСОЧНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2005	2006	2007	2008	2009
Среднесписочная численность, тыс. человек	396,8	432,2	436,1	456,2	383,4

СТРУКТУРА ПЕРСОНАЛА ГРУППЫ ГАЗПРОМ

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

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ПЕРСОНАЛА ГРУППЫ ГАЗПРОМ

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

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.

ГЛОССАРИЙ ОСНОВНЫХ ПОНЯТИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

Термины и сокращения	Описание
BoNY	Bank of New York
АДР ОАО «Газпром»	Американская депозитарная расписка, выпущенная на акции ОАО «Газпром». Эквивалентна четырем обыкновенным акциям ОАО «Газпром»
АЗС	Автозаправочная станция
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БСС	Бывшие республики Союза Советских Социалистических Республик, кроме Российской Федерации
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	Газоперерабатывающий завод
ГРР	Геолого-разведочные работы
Группа Газпром, Группа, Газпром	Совокупность компаний, состоящая из ОАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних обществ
ГТС	Газотранспортная система
долл.	Доллар США
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран СНГ и Балтии
Запасы углеводородов категорий А+В+С ₁	Разведанные запасы по российской классификации
Запасы углеводородов категории С ₂	Запасы нефти и газа, наличие которых предполагается по геолого-геофизическим данным в пределах известных газоносных районов. Запасы категории С 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
руб.	Российский рубль
СПГ	Сжиженный природный газ
СРТО	Северные районы Тюменской области
Стандарты SPE-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