

Открывая потенциал планеты



Газпром в цифрах 2009–2013

Справочник

Содержание

4	Газпром в энергетике России и мира	52	Подземное хранение газа
5	Макроэкономические данные	57	Переработка углеводородов и производство продукции переработки
6	Рыночные индикаторы	64	Производство тепла и электроэнергии
7	Запасы	67	Реализация газа
16	Лицензии	71	Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки
19	Добыча	73	Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа
23	Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности в России	75	Экология, энергосбережение, НИОКР
27	Перспективные месторождения на территории России	77	Персонал
31	Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности на территории зарубежных стран	78	Коэффициенты пересчета
47	Транспортировка	78	Условные обозначения
49	Газотранспортные проекты и проекты производства СПГ	79	Глоссарий основных понятий и сокращений

Примечания

Справочник «Газпром в цифрах 2009–2013» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2014 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 термин 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. Для целей Справочника использованы перечни дочерних и зависимых обществ, составленные на основе принципов формирования сводной бухгалтерской отчетности ОАО «Газпром», подготовленной в соответствии с требованиями российского законодательства. Аналогично под терминами *Группа Газпром нефть* и *Газпром нефть* подразумевается ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества, под термином *Газпром энергохолдинг* – ООО «Газпром энергохолдинг» и его дочерние общества, под термином *Газпром нефтехим Салават* – ОАО «Газпром нефтехим Салават» и его дочерние общества. Определение «компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции», относится в контексте Справочника к компаниям ОАО «Томскнефть» ВНК и Salym Petroleum Development N.V.

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 приводится 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 (т у. т.) и баррелях нефтяного эквивалента (барр. н. э.) 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*.

	За период и по состоянию на конец года				
	2009	2010	2011	2012	2013
Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности					
Запасы газа*	18,0 %	17,6 %	18,3 %	18,3 %	16,6 %
Добыча газа*	14,5 %	14,8 %	14,5 %	13,6 %	13,5 %
Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России					
Контролируемые российские запасы газа	69,8 %	68,7 %	71,8 %	72,0 %	72,3 %
Добыча газа**	79,2 %	78,1 %	76,5 %	74,4 %	72,9 %
Добыча нефти и газового конденсата**	8,4 %	8,6 %	8,7 %	8,9 %	9,3 %
Переработка природного газа и ПНГ**	47,6 %	49,9 %	48,6 %	47,6 %	45,0 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	15,5 %	16,5 %	17,2 %	18,8 %	19,4 %
Выработка электроэнергии**	13,9 %	16,9 %	16,9 %	16,2 %	15,3 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов на территории России, тыс. км	160,4	161,7	164,7	168,3	168,9

* 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».

Показатель*	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2009	2010	2011	2012	2013
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	8,8 %	8,8 %	6,1 %	6,6 %	6,5 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	13,9 %	16,7 %	12,0 %	5,1 %	3,7 %
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-6,0 %	-3,0 %	3,4 %	-5,5 %	-2,4 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-0,4 %	4,0 %	8,8 %	-2,7 %	2,7 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	31,68	30,36	29,35	31,07	31,82
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	30,24	30,48	32,20	30,37	32,73
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-13,4 %	7,4 %	-1,5 %	2,3 %	-5,5 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	-6,5 %	14,5 %	4,1 %	4,9 %	-0,8 %
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	44,13	40,27	40,87	39,94	42,27
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	43,39	40,33	41,67	40,23	44,97
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	77,67	92,54	106,51	109,99	110,28
Цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	77,00	90,27	104,29	108,09	109,10
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	61,67	79,50	111,26	111,67	108,66
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED/NWE)**	долл./барр.	61,18	78,28	109,10	110,37	107,71

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

** По данным агентства Platts.

Изменение мировых цен на нефть Brent, долл./барр.



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

Показатель	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2009	2010	2011	2012	2013
Цена за акцию на ММВБ						
на конец года	руб.	183,21	193,62	171,37	143,91	138,75
минимальная за год	руб.	101,91	142,84	143,03	137,18	107,17
максимальная за год	руб.	200,16	197,34	243,93	199,69	158,00
Цена за АДР* на ЛФБ						
на конец года	долл.	25,50	25,25	10,66	9,46	8,55
минимальная за год	долл.	12,26	18,06	8,74	8,70	6,48
максимальная за год	долл.	27,30	26,64	17,40	13,53	9,82
Кол-во выпущенных обыкновенных акций на конец года	млн шт.	23 674	23 674	23 674	23 674	23 674
Кол-во обыкновенных акций в обращении на конец года	млн шт.	22 950	22 951	22 948	22 950	22 951
Казначейские акции на конец года	млн шт.	724	723	726	724	723
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	144,5	150,9	122,6	111,6	99,9
изменение к прошлому году	%	68,0 %	4,4 %	-18,8 %	-9,0 %	-10,5 %
Индекс ММВБ	пункты	1 370	1 688	1 402	1 475	1 504
изменение к прошлому году	%	121,0 %	23,2 %	-16,9 %	5,2 %	2,0 %
Индекс РТС	пункты	1 445	1 770	1 382	1 527	1 443
изменение к прошлому году	%	128,6 %	22,5 %	-21,9 %	10,5 %	-5,5 %
Среднедневной объем ММВБ	млн акций	85,2	56,4	74,6	39,4	43,9
Среднедневной объем ЛФБ	млн АДР*	12,6	13,7	43,2	32,1	25,0
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	2,39	3,85	8,97	5,99	7,20
Структура акционерного капитала						
Доля, контролируемая Российской Федерацией, в т. ч.:****						
Федеральным агентством по управлению государственным имуществом						
	%	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %
ОАО «Роснефтегаз»						
	%	10,74 %	10,74 %	10,74 %	10,74 %	10,97 %
ОАО «Росгазификация»						
	%	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %
Владельцы АДР*****						
	%	24,35 %	27,57 %	28,35 %	26,96 %	25,78 %
Прочие зарегистрированные лица						
	%	25,65 %	22,43 %	21,65 %	23,04 %	23,99 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

* До апреля 2011 г. одна АДР предоставляла право на четыре обыкновенные акции ОАО «Газпром». Начиная с апреля 2011 г. одна АДР предоставляет право на две обыкновенные акции ОАО «Газпром».

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

*** За 2013 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

**** Российская Федерация контролирует более 50 % акций ОАО «Газпром».

***** Банк-эмитент АДР под акции ОАО «Газпром» – The Bank of New York Mellon.

Сравнение динамики цены обыкновенных акций ОАО «Газпром» на Московской Бирже и ЗАО «ФБ ММВБ» с индексом ММВБ



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, прогнозные ресурсы – категориями D₁ и D₂.

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

Запасы категории А подсчитываются для залежи или части залежи, разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа. Залежь должна быть изучена с детальностью, обеспечивающей полное определение характеристик залежи и коллектора, а также основных особенностей, от которых зависят условия ее разработки.

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

Запасы категории С₁ представляют собой запасы залежи или части залежи, нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах. Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных 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 % 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 испытания скважин не были проведены. Вероятные запасы имеют более чем 50 % вероятность добычи, основаны на фактических данных и учитывают технические и экономические факторы.

Оценка доказанных и вероятных запасов природного газа, безусловно, сопряжена с наличием многочисленных неопределенностей. Точность какой-либо оценки запасов зависит от качества доступной информации, инженерных и геологических трактовок. С учетом результатов бурения, опробования 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 «обоснованная уверенность» в том, что они существуют. Согласно положениям SEC должно быть «продемонстрировано с уверенностью», что запасы есть, прежде чем они могут попасть в категорию «доказанные».
- **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» 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.

и Данные о запасах и добыче углеводородов в Справочнике приведены с учетом степени контроля или влияния Группы Газпром на организацию-недропользователя. В запасы и объемы добычи Группы Газпром полностью включаются запасы и объемы добычи углеводородов на месторождениях ОАО «Газпром» и организаций Группы Газпром, консолидируемых в качестве дочерних обществ. Объемы запасов и добычи зависимых обществ не учитываются в суммарном объеме запасов и добычи углеводородов Группы Газпром.

Запасы углеводородов Группы Газпром на территории Российской Федерации

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млрд м³					
По категориям А+В+С ₁	33 578,4	33 052,3	35 046,9	35 143,5	35 669,3
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	93 %	90 %	94 %	93 %
Доказанные	18 609,9	18 991,3	19 212,6	19 114,1	18 921,7
Вероятные	3 338,1	3 529,0	3 631,5	4 251,0	4 322,3
Доказанные и вероятные	21 948,0	22 520,3	22 844,1	23 365,1	23 244,0
Газовый конденсат, млн т					
По категориям А+В+С ₁	1 325,1	1 284,8	1 395,5	1 382,9	1 381,2
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	82 %	86 %	83 %	89 %	89 %
Доказанные	586,0	572,1	605,2	633,8	638,8
Вероятные	141,2	147,2	152,6	174,9	193,6
Доказанные и вероятные	727,2	719,3	757,8	808,7	832,4
Нефть, млн т					
По категориям А+В+С ₁	1 785,0	1 732,9	1 767,3	1 778,1	1 814,6
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	85 %	90 %	89 %	88 %	88 %
Доказанные	718,5	717,4	723,9	713,9	739,4
Вероятные	435,5	464,5	492,2	523,8	514,8
Доказанные и вероятные	1 154,0	1 181,9	1 216,1	1 237,7	1 254,2
Текущая приведенная стоимость доказанных и вероятных запасов*, млрд долл.	241,4	269,6	299,2	279,6	299,6

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

Условное топливо

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млн т у. т.					
По категориям А+В+С ₁	38 749,5	38 142,4	40 444,1	40 555,6	41 162,4
Доказанные	21 475,8	21 915,9	22 171,3	22 057,6	21 835,7
Вероятные	3 852,2	4 072,5	4 190,8	4 905,7	4 987,9
Доказанные и вероятные	25 328,0	25 988,4	26 362,1	26 963,3	26 823,6
Газовый конденсат, млн т у. т.					
По категориям А+В+С ₁	1 894,9	1 837,3	1 995,6	1 977,5	1 975,1
Доказанные	838,0	818,1	865,4	906,3	913,5
Вероятные	201,9	210,5	218,3	250,1	276,8
Доказанные и вероятные	1 039,9	1 028,6	1 083,7	1 156,4	1 190,3

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Нефть, млн т у. т.					
По категориям А+В+С ₁	2 552,6	2 478,0	2 527,2	2 542,7	2 594,9
Доказанные	1 027,4	1 025,9	1 035,2	1 020,9	1 057,3
Вероятные	622,8	664,2	703,8	749,0	736,2
Доказанные и вероятные	1 650,2	1 690,1	1 739,0	1 769,9	1 793,5
Всего, млн т у. т.					
По категориям А+В+С ₁	43 197,0	42 457,7	44 966,9	45 075,8	45 732,4
Доказанные	23 341,2	23 759,9	24 071,9	23 984,8	23 806,4
Вероятные	4 676,9	4 947,2	5 112,9	5 904,8	6 000,9
Доказанные и вероятные	28 018,1	28 707,1	29 184,8	29 889,6	29 807,4

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млн барр. н. э.					
По категориям А+В+С ₁	197 776,8	194 678,0	206 426,2	206 995,2	210 092,2
Доказанные	109 612,3	111 858,8	113 162,2	112 582,0	111 448,8
Вероятные	19 661,4	20 785,8	21 389,5	25 038,4	25 458,4
Доказанные и вероятные	129 273,7	132 644,6	134 551,7	137 620,4	136 907,2
Газовый конденсат, млн барр. н. э.					
По категориям А+В+С ₁	10 839,3	10 509,7	11 415,2	11 312,1	11 298,2
Доказанные	4 793,5	4 679,8	4 950,5	5 184,5	5 225,4
Вероятные	1 155,0	1 204,1	1 248,3	1 430,7	1 583,6
Доказанные и вероятные	5 948,5	5 883,9	6 198,8	6 615,2	6 809,0
Нефть, млн барр. н. э.					
По категориям А+В+С ₁	13 084,1	12 702,2	12 954,3	13 033,5	13 301,0
Доказанные	5 266,6	5 258,5	5 306,2	5 232,8	5 419,8
Вероятные	3 192,2	3 404,8	3 607,8	3 839,5	3 773,5
Доказанные и вероятные	8 458,8	8 663,3	8 914,0	9 072,3	9 193,3
Всего, млн барр. н. э.					
По категориям А+В+С ₁	221 700,2	217 889,9	230 795,7	231 340,8	234 691,4
Доказанные	119 672,4	121 797,1	123 418,9	122 999,3	122 094,0
Вероятные	24 008,6	25 394,7	26 245,6	30 308,6	30 815,5
Доказанные и вероятные	143 681,0	147 191,8	149 664,5	153 307,9	152 909,5

Запасы природного газа обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации, млрд м³

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*					
Доказанные	17 645,5	18 029,4	18 208,1	18 133,7	18 036,7
Вероятные	3 255,2	3 420,6	3 505,7	4 068,2	4 072,4
Доказанные и вероятные	20 900,7	21 450,0	21 713,8	22 201,9	22 109,1
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %
Доказанные	80,7	118,9	147,2	193,8	216,7
Вероятные	72,6	98,1	106,4	133,1	111,3
Доказанные и вероятные	153,3	217,0	253,6	326,9	328,0
ЗАО «Пургаз»					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	51 %	51 %	51 %	51 %	51 %
Доказанные	206,4	191,3	188,0	172,9	158,3
Вероятные	3,9	3,9	12,8	12,9	12,9
Доказанные и вероятные	210,3	195,2	200,8	185,8	171,2
ОАО «Севернефтегазпром»					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	50,001 %	50,001 %	50,001 %	50,001 %	50,001 %
Доказанные	677,3	651,7	669,3	613,7	510,0
Вероятные	6,4	6,4	6,6	36,8	125,7
Доказанные и вероятные	683,7	658,1	675,9	650,5	635,7
Всего					
Доказанные	18 609,9	18 991,3	19 212,6	19 114,1	18 921,7
Вероятные	3 338,1	3 529,0	3 631,5	4 251,0	4 322,3
Доказанные и вероятные	21 948,0	22 520,3	22 844,1	23 365,1	23 244,0

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Запасы газового конденсата обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации, млн т

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*					
Доказанные	586,0	572,1	605,2	633,8	638,8
Вероятные	141,2	147,2	152,6	174,9	193,6
Доказанные и вероятные	727,2	719,3	757,8	808,7	832,4

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Запасы нефти обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации, млн т

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*					
Доказанные	93,0	82,9	57,3	59,0	55,5
Вероятные	159,8	179,1	171,2	105,0	121,0
Доказанные и вероятные	252,8	262,0	228,5	164,0	176,5
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %
Доказанные	625,5	634,5	666,6	654,9	683,9
Вероятные	275,7	285,4	321,0	418,8	393,8
Доказанные и вероятные	901,2	919,9	987,6	1 073,7	1 077,7
Всего					
Доказанные	718,5	717,4	723,9	713,9	739,4
Вероятные	435,5	464,5	492,2	523,8	514,8
Доказанные и вероятные	1 154,0	1 181,9	1 216,1	1 237,7	1 254,2

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение запасов углеводородов категорий А+В+С₁ Группы Газпром на территории Российской Федерации

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млрд м³					
Уральский ФО	24 390,6	23 566,8	23 401,1	23 143,5	22 455,1
Северо-Западный ФО	90,4	89,3	88,2	87,4	87,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 560,7	2 545,4	2 523,1	2 510,5	2 499,0
Приволжский ФО	758,5	751,3	735,4	717,8	696,2
Сибирский ФО	284,7	308,3	1 668,1	1 711,9	1 729,2
Дальневосточный ФО	402,2	456,6	1 106,2	1 181,0	1 197,2
Шельф	5 091,3	5 334,6	5 524,8	5 791,4	7 005,6
Всего	33 578,4	33 052,3	35 046,9	35 143,5	35 669,3
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	770,9	724,0	730,5	713,8	712,4
Северо-Западный ФО	20,9	20,8	20,7	20,6	20,6
Южный и Северо-Кавказский ФО	383,5	380,6	377,4	374,3	371,4
Приволжский ФО	57,2	57,4	57,1	57,3	56,9
Сибирский ФО	21,1	21,2	89,9	89,7	88,3
Дальневосточный ФО	6,0	6,9	25,2	26,4	27,3
Шельф	65,5	73,9	94,7	100,8	104,3
Всего	1 325,1	1 284,8	1 395,5	1 382,9	1 381,2
Нефть, млн т					
Уральский ФО	1 461,6	1 400,1	1 400,3	1 419,8	1 445,0
Северо-Западный ФО	16,9	17,3	17,3	4,8	4,8
Южный и Северо-Кавказский ФО	9,7	10,6	7,4	7,3	8,0
Приволжский ФО	145,1	144,5	153,8	156,2	159,1
Сибирский ФО	58,3	61,9	86,0	87,5	92,9
Дальневосточный ФО	46,0	51,1	55,1	55,1	57,4
Шельф	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
Всего	1 785,0	1 732,9	1 767,3	1 778,1	1 814,6

Движение запасов углеводородов Группы Газпром категорий А+В+С₁ в России

	Природный газ, млрд м ³	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
Запасы на 31.12.2009 г.	33 578,4	1 325,1	1 785,0
Прирост запасов за счет геологоразведки	547,7	32,3	83,2
Передача запасов, разведанных в 2010 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-50,9	-0,4	1,5
Получение лицензий, в т. ч.:	120,0	4,4	0,6
по факту открытия***	65,9	3,7	0,6
по решению Правительства России без проведения конкурса	54,1	0,7	-
Сдача лицензий	-1,5	-	-
Приобретение активов	1,7	0,3	4,6
Выбытие активов	-627,2	-68,6	-101,1
Переоценка	-7,6	-0,2	-8,9
Добыча (включая потери)	-508,3	-8,1	-32,0
Запасы на 31.12.2010 г.	33 052,3	1 284,8	1 732,9
Прирост запасов за счет геологоразведки	719,8	38,4	58,0
Передача запасов, разведанных в 2011 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-16,9	-1,6	-0,8
Получение лицензий, в т. ч.:	1 803,7	82,5	3,6
по факту открытия***	-	-	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-	-	-
Приобретение активов	-	-	9,1
Выбытие активов	-0,02	-	-3,1
Переоценка	0,5	0,1	0,1
Добыча (включая потери)	-512,5	-8,7	-32,5
Запасы на 31.12.2011 г.	35 046,9	1 395,5	1 767,3
Прирост запасов за счет геологоразведки	573,0	21,5	55,2
Передача запасов, разведанных в 2012 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-4,6	-0,4	-4,3
Получение лицензий, в т. ч.:	201,0	4,3	7,0
по факту открытия***	17,2	1,5	7,0
по решению Правительства России без проведения конкурса	183,8	2,8	-
Сдача лицензий	-1,4	-0,1	-
Приобретение активов	-	-	0,5
Выбытие активов	-	-	-13,1
Переоценка	-185,8	-28,6	-1,4
Добыча (включая потери)	-485,6	-9,3	-33,0
Запасы на 31.12.2012 г.	35 143,5	1 382,9	1 778,1

	Природный газ, млрд м ³	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
Запасы на 31.12.2012 г.	35 143,5	1 382,9	1 778,1
Прирост запасов за счет геологоразведки	646,9	5,3	45,0
Передача запасов, разведанных в 2013 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-137,1	-1,9	-1,1
Получение лицензий, в т. ч.:	484,1	3,6	-
по факту открытия***	0,9	0,1	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	483,2	3,5	-
Сдача лицензий	-	-	-
Приобретение активов	13,7	0,4	-
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	4,8	1,3	26,4
Добыча (включая потери)	-486,6	-10,4	-33,8
Запасы на 31.12.2013 г.	35 669,3	1 381,2	1 814,6

* Изменение запасов конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C₅₊). 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.

Запасы углеводородов категорий А+В+С₁ зависимых обществ на территории Российской Федерации в доле, приходящейся на Группу Газпром

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный газ, млрд м ³	28,0	27,5	26,9	26,3	27,4
Газовый конденсат, млн т	3,4	3,3	3,2	3,1	3,2
Нефть, млн т	206,4	201,5	202,0	213,9	204,4
Другие зависимые общества					
Природный газ, млрд м ³	517,6	461,3	690,5	732,2	851,5
Газовый конденсат, млн т	41,5	36,2	56,9	62,0	80,1
Нефть, млн т	437,5	385,0	526,6	518,3	542,0
Всего					
Природный газ, млрд м ³	545,6	488,8	717,4	758,5	878,9
Газовый конденсат, млн т	44,9	39,5	60,1	65,1	83,3
Нефть, млн т	643,9	586,5	728,6	732,2	746,4

Условное топливо

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный газ, млн т у. т.	32,3	31,7	31,1	30,4	31,6
Газовый конденсат, млн т у. т.	4,9	4,7	4,6	4,4	4,6
Нефть, млн т у. т.	295,2	288,1	288,9	305,9	292,3
Другие зависимые общества					
Природный газ, млн т у. т.	597,3	532,4	796,8	844,9	982,7
Газовый конденсат, млн т у. т.	59,3	51,8	81,3	88,7	114,5
Нефть млн т у. т.	625,6	550,6	753,0	741,1	775,1
Всего					
Природный газ млн т у. т.	629,6	564,1	827,9	875,3	1 014,3
Газовый конденсат млн т у. т.	64,2	56,5	85,9	93,1	119,1
Нефть млн т у. т.	920,8	838,7	1 041,9	1 047,0	1 067,4
	1 614,6	1 459,3	1 955,7	2 015,4	2 200,7

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный газ, млн барр. н. э.	164,9	162,0	158,4	154,9	161,4
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	27,8	27,0	26,2	25,3	26,2
Нефть, млн барр. н. э.	1 512,9	1 477,0	1 480,6	1 567,9	1 498,2
Другие зависимые общества					
Природный газ, млн барр. н. э.	3 048,7	2 717,0	4 067,1	4 312,7	5 015,3
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	339,5	296,1	465,4	507,2	655,2
Нефть, млн барр. н. э.	3 206,9	2 822,0	3 860,0	3 799,1	3 972,9
Всего					
Природный газ, млн барр. н. э.	3 213,6	2 879,0	4 225,5	4 467,6	5 176,7
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	367,3	323,1	491,6	532,5	681,4
Нефть, млн барр. н. э.	4 719,8	4 299,0	5 340,6	5 367,0	5 471,1
	8 300,7	7 501,1	10 057,7	10 367,1	11 329,2

Площадь лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2013 г., тыс. км²

Тип лицензии*	Регионы						
	Уральский ФО	Северо-Западный ФО	Южный и Северо-Кавказский ФО	Приволжский ФО	Сибирский ФО	Дальневосточный ФО	Шельф
Группа Газпром							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	22,5	0,3	4,9	3,8	68,4	–	226,8
С целью разведки и добычи (НЭ)	68,2	0,7	5,8	2,1	14,4	14,5	118,1
С целью геологического изучения недр (НП)	16,2	0,8	0,3	4,0	10,4	–	32,0
Всего	106,9	1,8	11,0	9,9	93,2	14,5	376,9
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	–	–	–	–	19,8	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	4,1	–	–	–	–	–	–
С целью геологического изучения недр (НП)	–	–	–	–	–	–	–
Всего	4,1	–	–	–	19,8	–	–

* Категории лицензий в соответствии с российским законодательством.

Лицензии на основные месторождения углеводородов по состоянию на 31 декабря 2013 г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы, %*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Группа Газпром						
Западная Сибирь (Уральский ФО)						
Уренгойское	1978			НГК	НЭ	2038
Северо-Уренгойское	1987	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2030
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2030
Песцовое	2004			НГК	НЭ	2019
Ямбургское	1991			НГК	НЭ	2018
Заполярье	2001	ООО «Газпром добыча Ямбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Тазовское	–			НГК	НР	2025
Северо-Парусовое	–			НГК	НЭ	2027
Медвежье	1972			НГК	НЭ	2018
Ямсовейское	1997			НГК	НЭ	2018
Юбилейное	1992	ООО «Газпром добыча Надым»	100 %	НГК	НЭ	2018
Харасавэйское	–			ГК	НЭ	2019
Бованенковское	2012			НГК	НЭ	2018
Новопортовское	–	ООО «Газпром нефть Новый Порт»	100 %	НГК	НЭ	2019

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы, %*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Комсомольское	1993			НГК	НЭ	2029
Еты-Пуровское	2004	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	100 %	НГК	НЭ	2020
Западно-Таркосалинское	1996			НГК	НР	2018
Губкинское	1999	ЗАО «Пургаз»	51 %	НГК	НЭ	2033
Южно-Русское	2007	ОАО «Севернефтегазпром»	50,001 % (обыкновенных акций)	НГК	НЭ	2043
Западно-Тамбейское	–			НГК	НЭ	2028
Крузенштернское	–			ГК	НЭ	2028
Малыгинское	–			ГК	НЭ	2028
Северо-Тамбейское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НЭ	2028
Тасийское	–		ГК	НЭ	2028	
Антипаютинское	–		Г	НЭ	2028	
Тота-Яхинское	–		Г	НЭ	2028	
Семаковское	–		Г	НЭ	2028	
Сугмутское	1995			Н	НЭ	2050
Суторминское и Северо-Карамовское	1982	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	100 %	НГК	НЭ	2038
Муравленковское	1982			НГ	НЭ	2038
Спорышевское	1996			Н	НЭ	2047
Южная часть Приобского месторождения	1984	ООО «Газпромнефть-Хантос»	100 %	Н	НЭ	2038
Вынгапуровское (ХМАО)	1982	ООО «Заполярнефть»	100 %	НГК	НЭ	2020
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
Восточный участок Оренбургского НГКМ	1994	ЗАО «Газпром нефть Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2018
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)						
Чаяндинское	–			НГК	НЭ	2028
Ковыктинское	–			ГК	НЭ	2017
Тас-Юряхское	–			НГК	НЭ	2031
Соболох-Неджелинское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НЭ	2031
Часть Среднетюнгского месторождения	–		ГК	НЭ	2031	
Верхневилучанское	–			НГК	НЭ	2031
Чиканское	–			ГК	НЭ	2028
Собинское	–	ООО «Газпром геологоразведка»	100 %	НГК	НР	2028
Российский шельф						
Штокмановское	–			ГК	НЭ	2043
Каменномыское-море	–			Г	НЭ	2026
Северо-Каменномыское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НЭ	2026
Кириновское	2013		ГК	НЭ	2028	
Южно-Кириновское	–			ГК	НР	2039

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы, %*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Мынгинское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НР	2039
Ледовое	–			ГК	НР	2043
Русановское	–			ГК	НР	2043
Лудловское	–			Г	НР	2043
Ленинградское	–			ГК	НР	2043
Приразломное	2013	ООО «Газпром нефть шельф»	100 %	Н	НЭ	2043
Долгинское	–	ООО «Газпромнефть-Сахалин»	100 %	Н	НЭ	2025

Зависимые общества

Западная Сибирь (Уральский ФО)

Восточно-Мессояхское	–	ЗАО «Мессояханефтегаз»	50 %	НГК	НР	2020
Западно-Мессояхское	–			НГ	НР	2020
Западно-Салымское	2004	Salym Petroleum Development N.V.	50 %	Н	НЭ	2034
Советское (ХМАО)	1966	ОАО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2038
Первомайское (ХМАО)	1981			Н	НЭ	2016

Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)

Крапивинское	1984	ОАО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2044
Советское (Томская область)	1966			Н	НЭ	2038
Первомайское (Томская область)	1981			Н	НЭ	2038
Лугинецкое	1982			НГК	НЭ	2039
Пильтун-Астохское	1999			Sakhalin Energy Investment Company Ltd.	50 %	НГК
Лунское	2009	НГК	НР			2021

* Суммарная доля Группы в уставном капитале объектов вложения.

** 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.: лицензии на геологическое изучение (НП); лицензии на разведку и добычу углеводородов (НЭ); лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородов (НР). Сокращения приведены в соответствии с классификацией, определенной российским законодательством.

**** Основная часть лицензий на поиск, разведку и добычу углеводородов Группы Газпром была получена в 1993–1996 гг. в соответствии с Федеральным законом «О недрах». Срок действия части лицензий истекает в 2014–2015 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.

Добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млрд м ³	461,52	508,59	513,17	487,02	487,39
в т. ч. ПНГ	3,75	4,28	4,73	5,66	6,71
Газовый конденсат, млн т	10,07	11,29	12,07	12,85	14,66
Нефть, млн т	31,62	32,01	32,28	33,33	33,84

Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млн т у. т.	532,59	586,91	592,20	562,02	562,45
Газовый конденсат, млн т у. т.	14,40	16,14	17,26	18,38	20,96
Нефть, млн т у. т.	45,22	45,77	46,16	47,66	48,39
Всего, млн т у. т.	592,21	648,82	655,62	628,06	631,80

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	2 718,35	2 995,60	3 022,57	2 868,55	2 870,73
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	82,37	92,35	98,73	105,11	119,92
Нефть, млн барр. н. э.	231,77	234,63	236,61	244,31	248,05
Всего, млн барр. н. э.	3 032,49	3 322,58	3 357,91	3 217,97	3 238,70

Поквартальная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млрд м³					
I кв.	123,46	144,26	142,59	141,79	136,94
II кв.	92,91	117,68	128,55	112,85	108,48
III кв.	102,33	103,68	105,13	100,35	104,73
IV кв.	142,82	142,97	136,90	132,03	137,24
Всего	461,52	508,59	513,17	487,02	487,39
Газовый конденсат, млн т					
I кв.	2,34	2,82	2,87	3,28	3,81
II кв.	2,51	2,78	3,06	3,03	3,64
III кв.	2,50	2,79	2,98	2,92	3,38
IV кв.	2,72	2,90	3,16	3,62	3,83
Всего	10,07	11,29	12,07	12,85	14,66

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Нефть, млн т					
I кв.	7,58	7,80	7,89	8,19	8,18
II кв.	7,78	8,00	7,96	8,21	8,31
III кв.	8,16	8,19	8,12	8,45	8,60
IV кв.	8,10	8,02	8,31	8,48	8,75
Всего	31,62	32,01	32,28	33,33	33,84

Среднесуточная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млн м ³ / сут.	1 264,4	1 393,4	1 405,9	1 330,6	1 335,3
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	27,6	30,9	33,1	35,1	40,2
Нефть, тыс. т / сут.	86,6	87,7	88,4	91,1	92,7

Добыча углеводородов обществами Группы Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млрд м³					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	425,02	465,14	464,81	437,90	436,29
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	2,08	2,95	7,33	8,73	11,36
ЗАО «Пургаз»	11,84	15,14	15,37	15,04	14,62
ОАО «Севернефтегазпром»	22,58	25,36	25,66	25,35	25,12
Всего	461,52	508,59	513,17	487,02	487,39
Газовый конденсат, млн т					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	10,07	11,29	12,07	12,84	14,65
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	–	–	0,0	0,0	0,01
Всего	10,07	11,29	12,07	12,84	14,66
Нефть, млн т					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	1,55	1,85	1,90	1,70	1,69
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	30,07	30,16	30,38	31,63	32,15
Всего	31,62	32,01	32,28	33,33	33,84

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение добычи углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации по федеральным округам

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный и попутный газ, млрд м³					
Уральский ФО	427,44	471,67	476,53	450,83	452,24
Северо-Западный ФО	2,54	2,52	2,40	2,33	2,38
Южный и Северо-Кавказский ФО	10,76	13,01	13,21	12,89	11,86
Приволжский ФО	17,85	18,59	17,94	17,52	17,27
Сибирский и Дальневосточный ФО	2,93	2,80	3,09	3,45	3,64
Всего	461,52	508,59	513,17	487,02	487,39
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	6,04	6,34	7,10	8,04	10,18
Северо-Западный ФО	0,17	0,15	0,14	0,13	0,14
Южный и Северо-Кавказский ФО	3,35	4,14	4,22	4,13	3,77
Приволжский ФО	0,26	0,27	0,25	0,22	0,19
Сибирский и Дальневосточный ФО	0,25	0,39	0,36	0,33	0,38
Всего	10,07	11,29	12,07	12,85	14,66
Нефть, млн т					
Уральский ФО	28,91	28,73	28,66	29,13	29,21
Северо-Западный ФО	0,06	0,06	0,05	0,04	0,05
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,12	0,16	0,16	0,16	0,14
Приволжский ФО	0,70	0,69	0,75	1,23	1,77
Сибирский и Дальневосточный ФО	1,83	2,37	2,66	2,77	2,67
Всего	31,62	32,01	32,28	33,33	33,84

Добыча углеводородов зависимыми обществами на территории России в доле, приходящейся на Группу Газпром

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный и попутный газ, млрд м ³	0,8	0,7	0,8	1,0	1,0
Газовый конденсат, млн т	–	–	–	–	–
Нефть, млн т	7,4	9,3	9,4	8,9	8,6
Другие зависимые общества					
Природный и попутный газ, млрд м ³	6,6	9,8	10,5	11,8	13,0
Газовый конденсат, млн т	0,7	0,9	1,0	1,1	1,3
Нефть, млн т	11,7	11,4	11,1	10,8	10,2
Всего					
Природный и попутный газ, млрд м ³	7,4	10,5	11,3	12,8	14,0
Газовый конденсат, млн т	0,7	0,9	1,0	1,1	1,3
Нефть, млн т	19,1	20,7	20,5	19,7	18,8

Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный и попутный газ, млн т у. т.	0,9	0,8	0,9	1,2	1,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	–	–	–	–	–
Нефть, млн т у. т.	10,6	13,3	13,4	12,7	12,3
Другие зависимые общества					
Природный и попутный газ, млн т у. т.	7,6	11,3	12,1	13,6	15,0
Газовый конденсат, млн т у. т.	1,0	1,3	1,4	1,6	1,9
Нефть, млн т у. т.	16,7	16,3	15,9	15,5	14,6
Всего					
Природный и попутный газ, млн т у. т.	8,5	12,1	13,0	14,8	16,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	1,0	1,3	1,4	1,6	1,9
Нефть, млн т у. т.	27,3	29,6	29,3	28,2	26,9

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	4,7	4,1	4,7	5,9	5,9
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	–	–	–	–	–
Нефть, млн барр. н. э.	54,2	68,2	68,9	65,2	63,0
Другие зависимые общества					
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	38,9	57,7	61,9	69,5	76,6
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	5,7	7,4	8,2	9,0	10,6
Нефть, млн барр. н. э.	85,8	83,5	81,4	79,2	74,8
Всего					
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	43,6	61,8	66,6	75,4	82,5
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	5,7	7,4	8,2	9,0	10,6
Нефть, млн барр. н. э.	140,0	151,7	150,3	144,4	137,8

Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности в России

Районы проведения ГРП в России



- 1 Краснодарский край
- 2 Астраханская и Оренбургская области
- 3 Республика Коми и Ненецкий автономный округ
- 4 Шельф Карского, Баренцева и Печорского морей
- 5 Север Тазовского полуострова, Обская и Тазовская губы, Надым-Пур-Тазовский регион
- 6 Полуостров Ямал
- 7 Красноярский край, Иркутская, Томская и Кемеровская области
- 8 Республика Саха (Якутия)
- 9 Шельф Охотского моря

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Разведочное бурение, тыс. м	163,7	204,9	157,7	126,4	146,4
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	75	82	60	54	53
в т. ч. продуктивные	43	64	45	46	37
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	14,7	18,5	2,8	1,9	1,4
Сейсморазведка 3D, тыс. км ²	9,5	10,8	8,8	8,4	13,3
Эффективность бурения, т у. т./м	4 143,8	3 890,7	6 142,0	6 099,7	5 590,2
Эффективность бурения, барр. н. э./м	21 368,6	20 009,9	31 571,3	31 293,5	28 575,8

Прирост запасов углеводородов Группы Газпром по результатам ГРП

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млрд м ³	468,8	547,7	719,8	573,0	646,9
Газовый конденсат, млн т	38,6	32,3	38,4	21,5	5,3
Нефть, млн т	57,5	83,2	58,0	55,2	45,0

Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млн т у. т.	541,0	632,0	830,6	661,2	746,5
Газовый конденсат, млн т у. т.	55,1	46,2	54,9	30,8	7,6
Нефть, млн т у. т.	82,2	119,0	82,9	79,0	64,3
Всего, млн т у. т.	678,3	797,2	968,4	771,0	818,4

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ, млн барр. н. э.	2 761,2	3 225,9	4 239,6	3 375,0	3 810,2
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	315,3	264,2	314,1	175,9	43,4
Нефть, млн барр. н. э.	421,5	609,9	425,1	404,6	329,9
Всего, млн барр. н. э.	3 498,0	4 100,0	4 978,8	3 955,5	4 183,5

Коэффициент восполнения запасов углеводородов Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ	1,01	1,08	1,40	1,18	1,33
Газовый конденсат	5,28	3,99	4,41	2,31	0,51
Нефть	1,83	2,60	1,78	1,67	1,33
Всего	1,15	1,24	1,49	1,24	1,31

Обеспеченность запасами углеводородов Группы Газпром, лет

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ	73	65	69	73	73
Нефть	57	54	54	54	53

Эксплуатационное бурение Группы Газпром

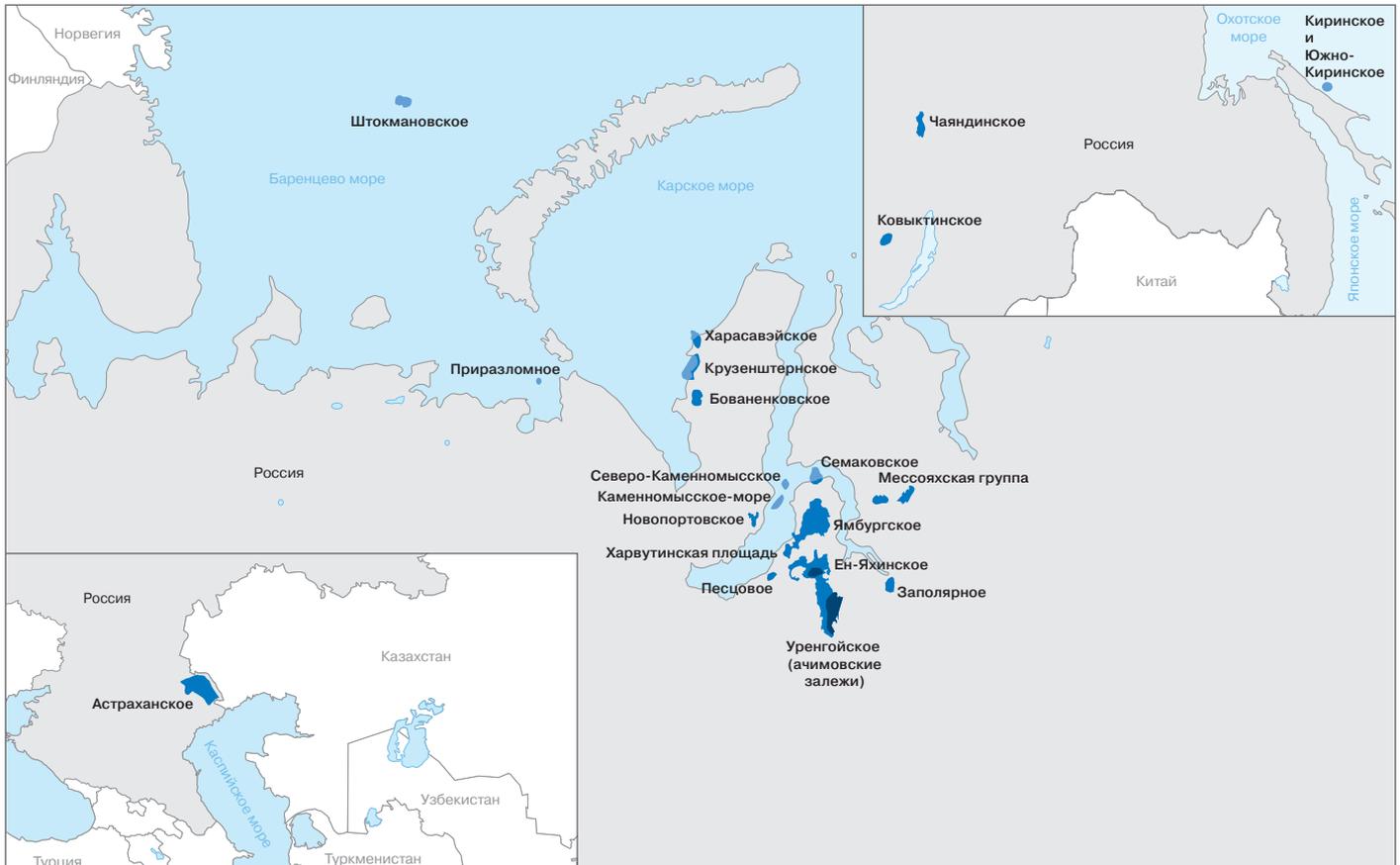
	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	151	118	223	212	93
на нефть	702	775	719	724	788
на ПХГ	14	16	17	17	43
Всего	867	909	959	953	924
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	358,2	441,5	476,8	367,7	239,7
на нефть	2 286,7	2 602,2	2 288,1	2 566,6	3 002,1
на ПХГ	11,9	20,3	22,9	24,2	36,7
Всего	2 656,8	3 064,0	2 787,8	2 958,5	3 278,5

Производственные мощности
Группы Газпром

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Разрабатываемые месторождения, ед.	121	120	124	127	131
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 310	7 403	7 504	7 717	7 744
действующие, ед.	6 775	6 806	6 988	7 226	7 263
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	6 158	6 464	6 647	7 296	7 868
действующие, ед.	5 663	5 941	6 151	6 738	7 246
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	174	176	177	179	170
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м ³ в год	994,5	1 001,2	1 003,2	1 072,9	1 099,7
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	47	48	49	49	65
Установленная мощность ДКС, МВт	4 508,1	4 572,1	4 730,1	5 015,2	5 054,8

Перспективные месторождения на территории России

Размещение основных перспективных месторождений Группы Газпром на территории России



-  Месторождения на шельфе
-  Месторождения / объекты на материке

Основные перспективные месторождения Группы Газпром на территории России

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)					
Песцовое (нижнемеловые отложения)	Расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой.	1,73 млрд м ³ газа	2015–2016 г.	2019–2020 г.	Осуществляется проектирование. Ведется доработка месторождения.
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м ³ газа	2011 г.	2015–2016 г.	На месторождении ведется добыча газа из апт-альбских залежей. Выполнены изыскания под кустовые площадки берриас-валанжинских залежей.
Уренгойское (ачимовские залежи)	Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков. Участок 1	9,6 млрд м ³ газа и 2,95 млн т нестабильного конденсата	2008 г.		Ведется освоение участка 1 (ЗАО «Ачимгаз – СП с компанией Wintershall Holding GmbH») и участка 2 (ООО «Газпром добыча Уренгой»). Осуществляется проектирование дооборудования участка 2 на полное развитие.
	Участок 2	8,7 млрд м ³ газа и 2,84 млн т нестабильного конденсата	2009 г.	2016–2019 г.	
	Участки 3–5	Достижение суммарной добычи газа по 1–5 участкам 36,8 млрд м ³	2015–2017 г.	2021–2024 г.	Ведется проектирование.
Юбилейное (пласты АУ и ПК)	Месторождение расположено на границе Надымского и Пуровского административных районов ЯНАО.	1,7 млрд м ³ газа	2013 г.	2014–2015 г.	В 2013 г. введена в эксплуатацию УКПГ, подключено семь эксплуатационных газовых скважин, ведется добыча газа.
Ен-Яхинское	С 2016 г. разработку месторождения планируется осуществлять с применением технологии обратной закачки газа (сайклинг), обеспечивающей максимальный отбор газового конденсата.	1,8 млн т газового конденсата и 5 млрд м ³ газа	2003 г.	2006 г.	Ведется проектирование.
Полуостров Ямал и прилегающие акватории					
Бованенковское	Самое крупное по запасам месторождение полуострова, расположенное в центральной части и наиболее изученное.	115 млрд м ³ газа	2012 г.	2019–2021 г.	Ведется добыча газа, эксплуатационное бурение и доработка месторождения.
неоком-юрские залежи		25,0 млрд м ³ газа	2020–2022 г.	2024–2025 г.	Ведется доработка.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Харасавейское сеноман-аптские залежи	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность Бованенковского месторождения.	32 млрд м ³ газа	2019–2021 гг.	2021–2023 гг.	Выполняются технологический проект разработки месторождения и проект его обустройства. Выполнены изыскания под кустовые площадки.
неоком-юрские залежи		12,0 млрд м ³ газа	2021–2023 гг.	2025–2027 гг.	Ведется доразведка.
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризующейся отсутствием инфраструктуры.	8,6 млн т нефти	2016 г.	2021 г.	Успешно завершена программа эксплуатационного бурения в рамках опытно-промышленного освоения месторождения, утверждена концепция разработки и создания инфраструктуры.
Крузенштернское	Бованенковская группа месторождений полуострова Ямал.	33,0 млрд м ³ газа	2025–2026 гг.	2027–2028 гг.	Ведется доразведка месторождения.
Гыданский полуостров					
Мессояхская группа	Восточно-Мессояхский и Западно-Мессояхский лицензионные участки (Мессояхская группа месторождений) находятся в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова и относятся к категории крупнейших месторождений по величине разведанных запасов.	11,4 млн т нефти	2016 г.	2023 г.	Утверждена концепция разработки и создания инфраструктуры. Законтрактовано оборудование длительного срока изготовления, ведутся подготовительные работы к строительству инфраструктуры.
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.	71 млрд м ³ с возможностью увеличения до 95 млрд м ³	Будут определены по результатам принятия окончательного инвестиционного решения	2021 г.	Выполняются проектно-изыскательские работы.
Приразломное	Расположено на шельфе Печорского моря в 55 км от поселка Варандей, в 240 км от речного порта Нарьян-Мар (р. Печора) и в 980 км от морского порта Мурманск. Глубина моря в пределах площади месторождения не превышает 17–20 м. Является крупнейшим из открытых нефтяных месторождений арктических морей.	5,5 млн т нефти	2014 г.	2021 г.	Ведется добыча в рамках испытания морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная».
Обская и Тазовская губы					
Северо-Каменномыское	Месторождения расположены в средней части акватории Обской губы в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области и определены первоочередными объектами освоения месторождений акватории Обской и Тазовской губ.	14,5 млрд м ³ газа	2023–2024 гг.	2028–2029 гг.	Инвестиционный проект будет начат после завершения реализации инвестиционного проекта «Обустройство газового месторождения Каменномыское-море».
Каменномыское-море		15,1 млрд м ³ газа	2021–2022 гг.	2023–2024 гг.	Утверждено задание на проектирование.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Поволжье					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовую добычу 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.	–	На месторождении ведется добыча газа.
Волго-Уральский регион					
Восточный участок Оренбургского НГКМ	Расположено в 40 км от г. Оренбург в регионе с развитой инфраструктурой вблизи от рынков сбыта.	6,2 млн т н. э.	1994 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию)	2021 г.	Утверждена концепция разработки участка, ведется строительство третьей технологической линии установки подготовки нефти и газа.
Восточная Сибирь и Дальний Восток					
Чаяндинское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25,0 млрд м ³ газа	2018 г.*	2022 г.*	Ведется доразведка месторождения, а также разработка проектных документов, в которых уточнены уровни добычи газа и жидких углеводородов.
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области.	1,9 млн т нефти 35,0 млрд м ³	2015 г.* 2022 г.	2017 г.* Бюджет определен по результатам переговоров о поставках газа в АТР.	Выполняются проектно-изыскательские работы по обустройству месторождения. Ведется доразведка месторождения, а также подготовка к испытанию мембранной технологии извлечения гелия в промысловых условиях. Проводятся работы по опытно-промышленной разработке месторождения.
Киринское	Расположены на шельфе о. Сахалин. Разработка месторождений является составной частью проекта «Сахалин-3».	5,5 млрд м ³	2013 г.	2019–2020 гг.	На месторождении ведется добыча газа и эксплуатационное бурение.
Южно-Киринское		16 млрд м ³ газа	2019 г.	2022 г.	Ведется доразведка месторождения.

* Проектные характеристики уточнены после 31.12.2013 г.

Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности на территории зарубежных стран

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Разведочное бурение, тыс. м	30,7	21,8	21,8	24,0	18,1
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	10	10	6	7	4
в т. ч. продуктивные	2	4	6	1	1
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	12,5	11,4	1,3	0,7	0,4
Сейсморазведка 3D, тыс. км ²	3,6	2,6	0,7	0,4	1,4

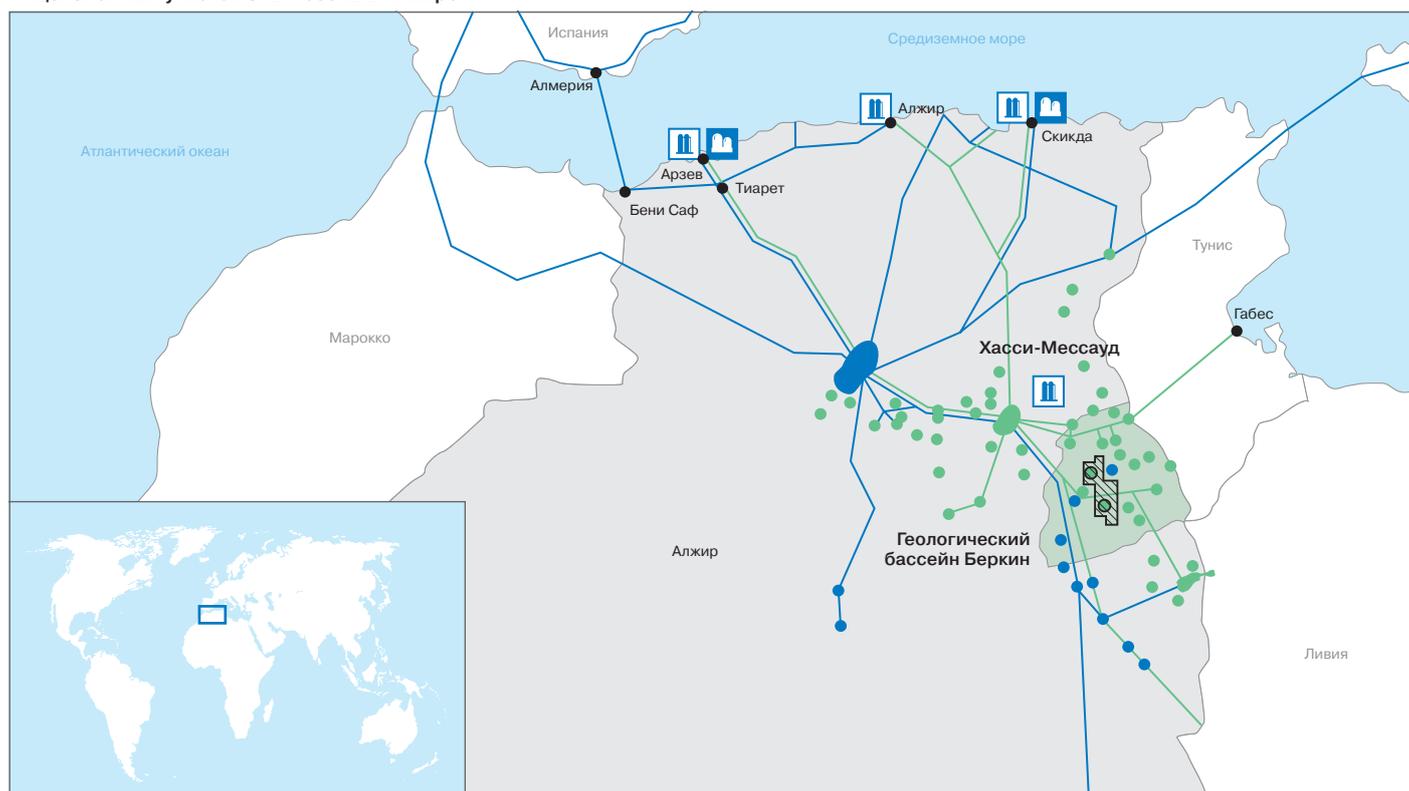
Примечание. При формировании консолидированных показателей ГРП, проводимых Группой Газпром на территории зарубежных стран, учтены показатели по проектам, в которых дочерние компании Группы имеют операторские функции и контроль.

Проекты Группы Газпром в области поиска и разведки углеводородов в зарубежных странах

Алжир

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Разведка и разработка углеводородов на участке Эль-Ассель, расположенном в геологическом бассейне Беркин на востоке Алжира в пустыне Сахара.	2009 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения о совместных геолого-разведочных работах и добыче углеводородов, доля участия Группы Газпром – 49 %. Участник со стороны Группы Газпром – Gazprom EP International B.V. (оператор). Партнер – алжирская государственная нефтегазовая компания Sonatrach. Заказчик работ – Алжирское национальное агентство по развитию углеводородных ресурсов (ALNAFT).	Обязательства по I и II фазе ГРП выполнены, продолжаются работы по III фазе ГРП и оценка открытых месторождений (ZER, ZERN и RSH).

Лицензионный участок Эль-Ассель в Алжире



Лицензионный участок Эль-Ассель

Заводы по сжижению газа

Основные НПЗ

Газовые месторождения

Нефтяные месторождения

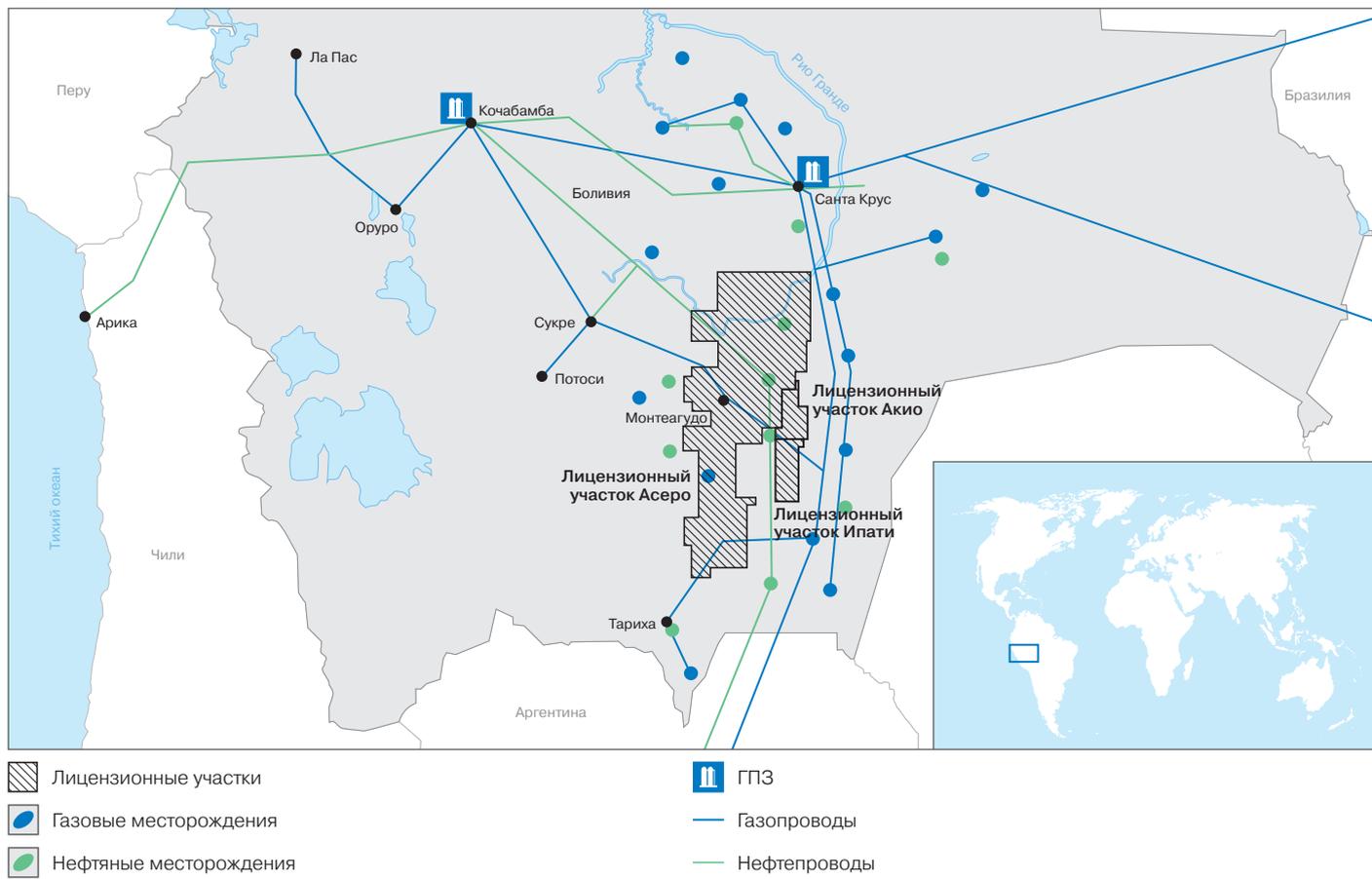
Основные газопроводы

Основные нефтепроводы

Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
<p>Разведка и разработка углеводородного сырья на блоках Ипати и Акио.</p> <p>В 2011 г. в рамках геолого-разведочной фазы проекта открыто месторождение Инкауаси, расположенное на блоках Ипати и Акио.</p> <p>Характеристики проекта разработки месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – срок ввода в эксплуатацию – 2016 г.; – проектная мощность – 6,8 млрд м³ природного газа. 	2010 г.	–	<p>Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. <i>Группа Газпром</i> финансирует 20 % расходов по проекту. Участник со стороны <i>Группы</i> – GP Exploración y Producción, S.L. Партнеры – Total EP Bolívie (оператор) – 60 %, TecPetrol – 20 %.</p>	<p>На блоке Ипати продолжаются ГРП – строится поисково-разведочная скважина.</p> <p>Ведется обустройство месторождения Инкауаси.</p>
<p>Разведка и разработка углеводородного сырья на блоке Асеро.</p>	2013 г.	–	<p>Реализуется на условиях Сервисного контракта по предоставлению нефтедобывающих услуг по разведке и добыче. <i>Группа Газпром</i> финансирует 50 % расходов по проекту на этапе ГРП. Доля <i>Группы</i> на этапе разработки составит 22,5 %.</p> <p>Участник со стороны <i>Группы</i> – GP Exploración y Producción, S.L. Партнеры: боливийская государственная нефтегазовая компания YPFB – 55 %, Total EP Bolívie S.A. – 22,5 % (оператор).</p>	<p>Подписаны уставные документы будущего совместного предприятия между YPFB, Total EP Bolívie S.A. и GP Exploración y Producción, S.L. Ведется подготовка к проведению геолого-геофизических работ.</p>

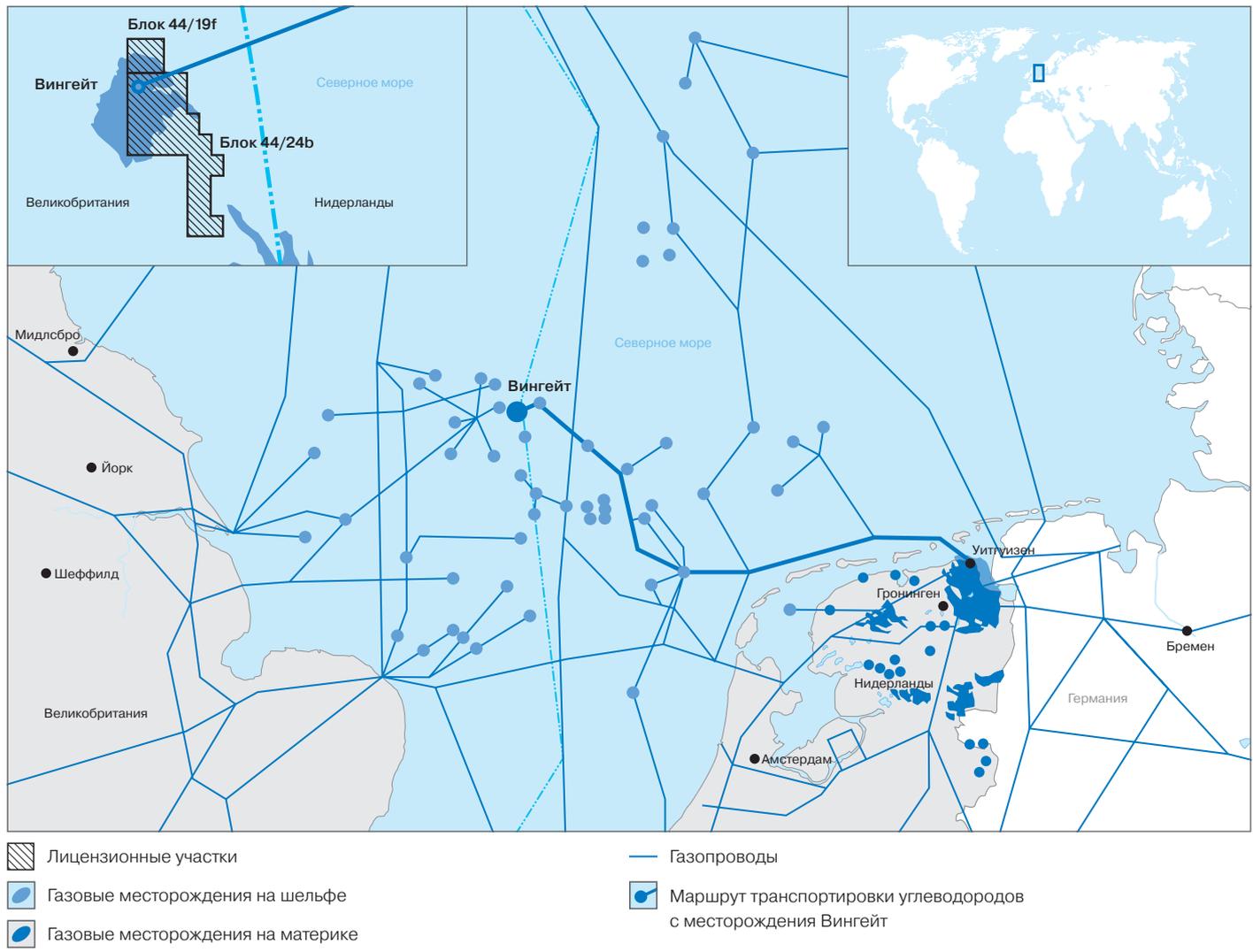
Блоки Ипати, Акио, Асеро в пределах Центральноандийского нефтегазового бассейна в Боливии



Великобритания

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Разведка и добыча на газовом месторождении Вингейт (лицензионные участки P1239, P1733). Месторождение введено в разработку в 2011 г.	2008 г.	–	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Группа Газпром финансирует 20 % расходов по проекту. Участник со стороны Группы – Gazprom International UK Ltd. Партнеры – Wintershall Noordzee B.V. (оператор) – 49,5 %, ХТО УК – 15,5 %, Gas Union – 15,0 %.	Ведется разработка месторождения. В 2013 г. добыто 0,4 млрд м ³ газа и 2,1 тыс. т конденсата. Уточняется геологическая модель месторождения.

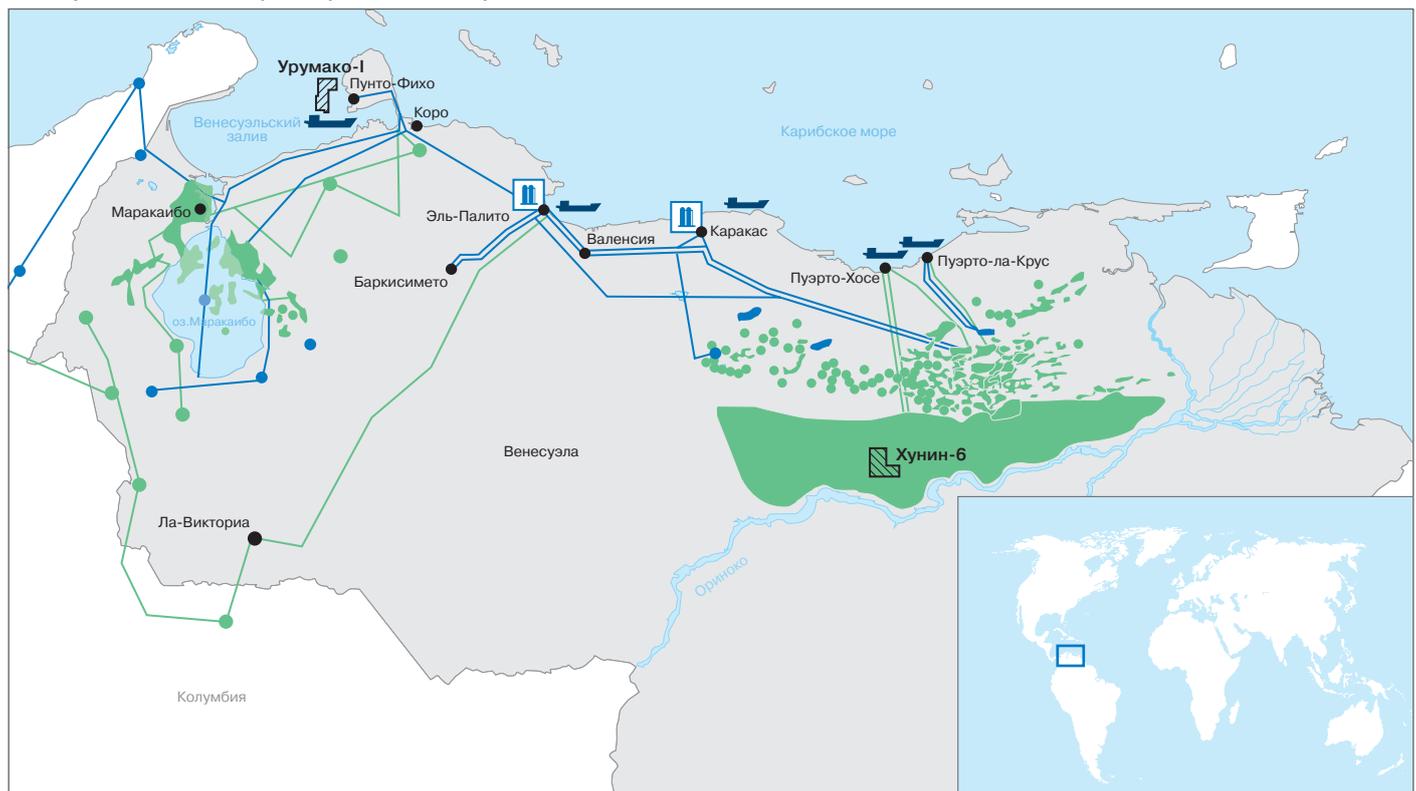
Месторождение Вингейт на шельфе Великобритании



Венесуэла

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
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.	■	Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП. Участники со стороны Группы – Urdaneta-Gazprom-1 S.A. и Urdaneta-Gazprom-2 S.A.	Программа ГРП по блоку Урумако-I выполнена в полном объеме. В связи с нецелесообразностью проведения работ по решению недропользователя сдана лицензия на блок Урумако-II. Проводится работа по сдаче лицензии на блок Урумако-I.
Проект по разработке месторождения тяжелой нефти на блоке № 6, расположенного в бассейне реки Ориноко (Хунин-6).	2009 г.	–	Для реализации проектов в Латинской Америке крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями создано ООО «Национальный нефтяной консорциум» (ННК), которое владеет 40 % долей в СП PetroMiranda, занимающемся добычей нефти в рамках проекта. Доля Газпром нефти в ННК – 20 %.	Ведется доразведка блока и проектирование его полномасштабной разработки, осуществляется бурение эксплуатационных скважин.

Инвестиционный блок Урумако-I в Венесуэльском заливе, блок Хунин-6 в бассейне реки Ориноко в Венесуэле

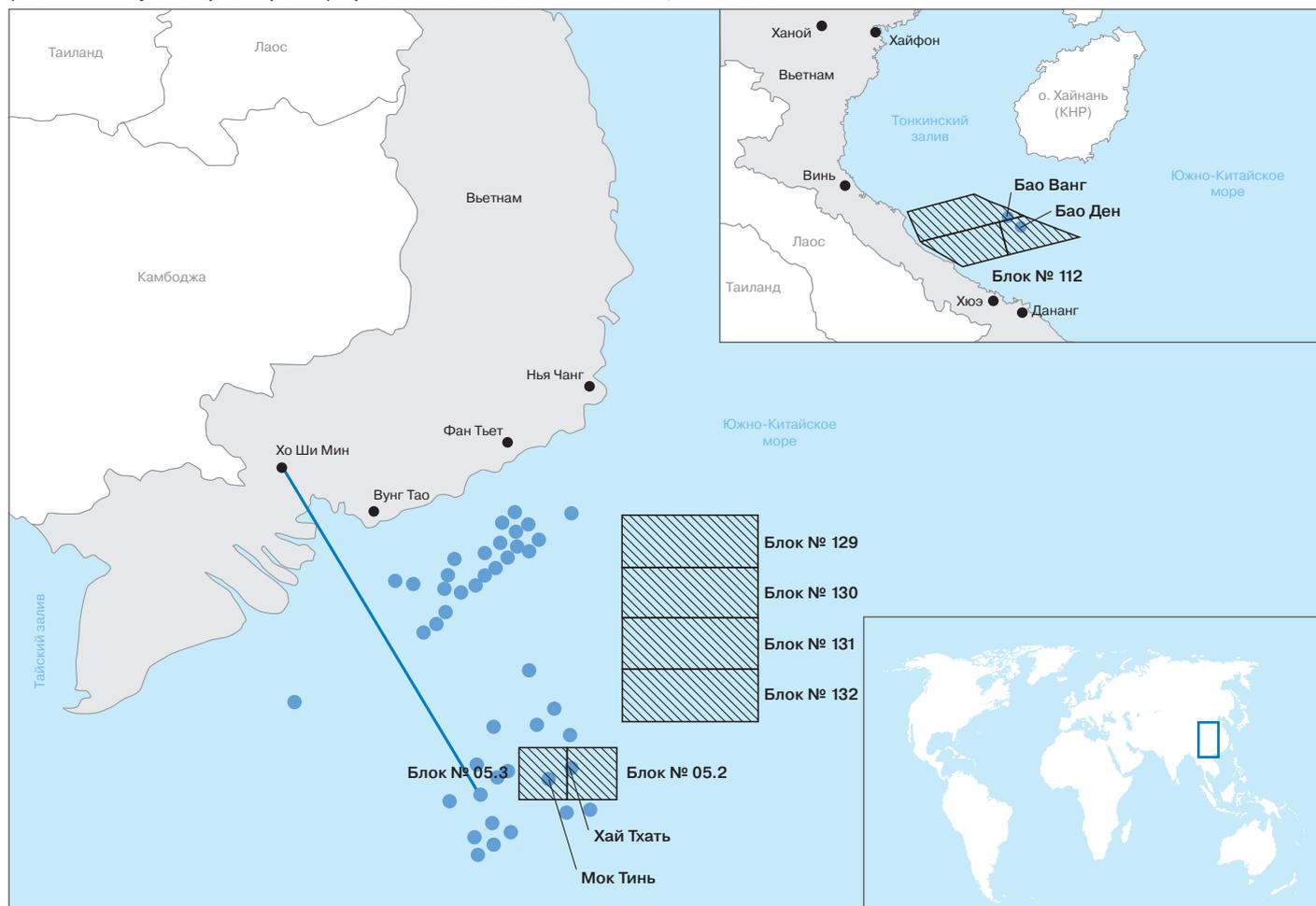


- Лицензионные участки
- Нефтяные месторождения
- Газовые месторождения
- Месторождения на шельфе
- НПЗ
- Морские терминалы
- Газопроводы
- Нефтепроводы

Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Поиск и разведка углеводородов на шельфе Вьетнама				
Блок № 112 (с учетом расширения)	2000 г.	–	Реализуется на условиях СРП. <i>Группа Газпром</i> финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРР. На этапе разработки доля <i>Группы</i> составит 50 %. Участник со стороны <i>Группы</i> – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры – Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор – совместная операционная компания «Вьетгазпром».	Минимальные обязательства по трем фазам ГРР на блоке № 112 выполнены в полном объеме, открыты газоконденсатные месторождения Бао Ванг и Бао Ден. Проводится подсчет запасов углеводородов и оценка коммерческого значения месторождения Бао Ванг.
Блоки № 129–132	2008 г.	–	Реализуется на условиях СРП. <i>Группа Газпром</i> финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРР. На этапе разработки доля <i>Группы</i> составит 50 %. Участник со стороны <i>Группы</i> – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры – Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор – совместная операционная компания «Вьетгазпром».	Определены точки заложения поисковых скважин на перспективных объектах блоков, осуществляется подготовка к поисковому бурению.
Добыча углеводородов на блоках 05.2 и 05.3 на шельфе Вьетнама, реализация. В пределах блоков открыто два ГКМ (Мок Тинь и Хай Тхать), а также одно нефтяное месторождение (Ким Куонг Тай). Характеристики проекта совместной разработки месторождений Мок Тинь и Хай Тхать: – срок ввода в эксплуатацию – 2013 г.; – проектная мощность – 1,98 млрд м ³ природного газа, 614,9 тыс. т газового конденсата; – срок выхода на проектную мощность – 2015 г.	2012 г.	–	Реализуется на условиях СРП. Доля участия <i>Группы Газпром</i> в проекте – 49 %. Участник со стороны <i>Группы</i> – Gazprom EP International B.V. Партнер – Petrovietnam. Оператор – операционная компания Bien Dong.	Ведется разработка месторождения Мок Тинь (введено в эксплуатацию в октябре 2013 г.) и Хай Тхать. На месторождении Мок Тинь в 2013 г. добыто 305,9 млн м ³ газа и 59,4 тыс. т конденсата. Ведется строительство эксплуатационных скважин.

Область поисково-разведочного бурения и сейсмозондировочных работ Газпрома во Вьетнаме
(блок № 112 с учетом расширения) и расположение блоков № 129–132, 05.2 и 05.3



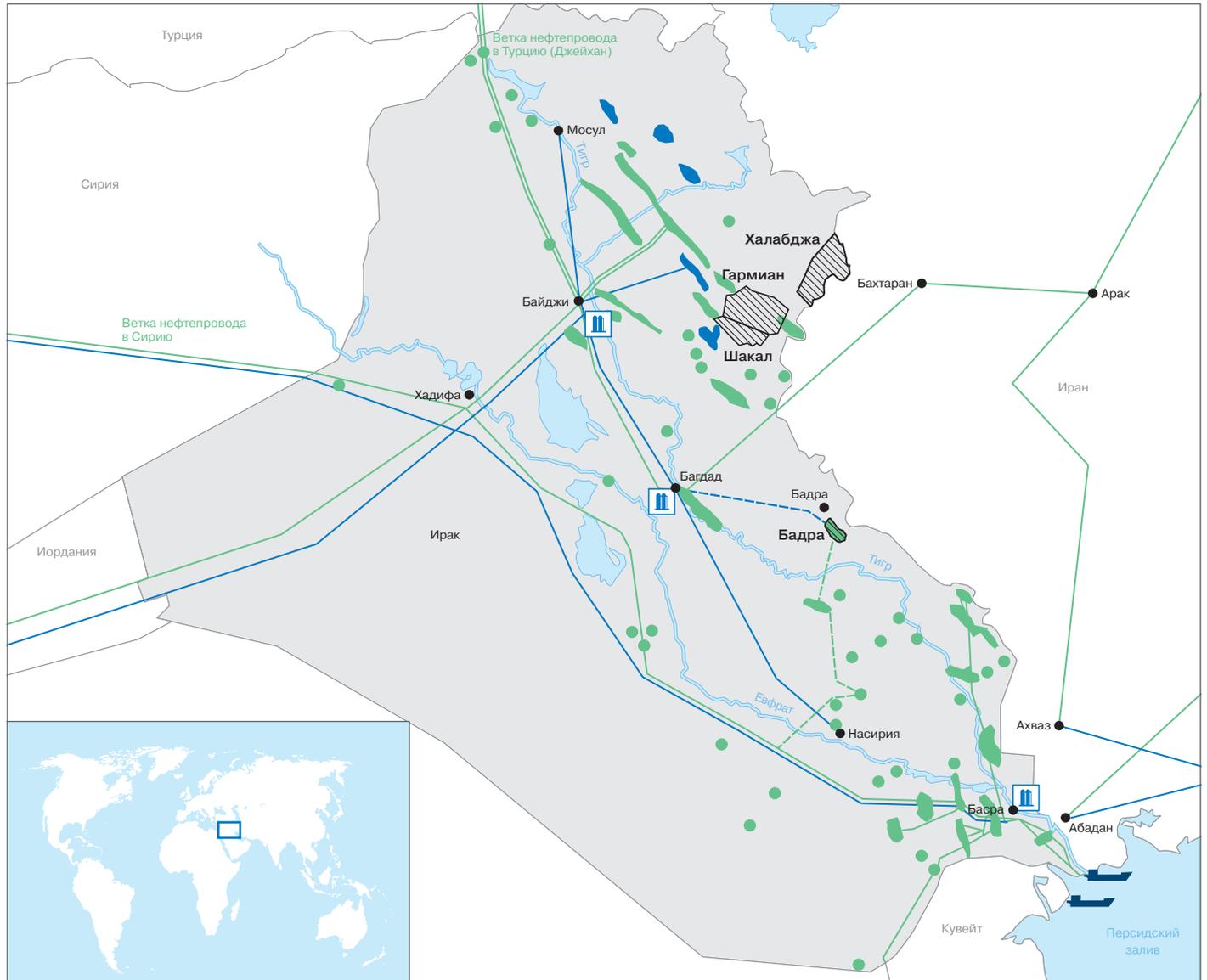
 Инвестиционные блоки
— Газопровод Нам Кон Сон

 Месторождения на шельфе

Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
<p>Разработка месторождения Бадра.</p> <p>Проектные характеристики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – срок ввода в эксплуатацию – 2014 г.; – проектная мощность – 8,5 млн т нефти; – срок выхода на проектную мощность – 2017 г. <p>Проект рассчитан на 20 лет с возможной пролонгацией на 5 лет.</p>	2010 г.	■	<p>Реализуется на условиях Сервисного контракта.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром – Gazprom Neft Badra B.V. (оператор).</p> <p>Доля участия Группы Газпром нефть в проекте – 30 %.</p> <p>Партнеры – KOGAS – 22,5 %, Petronas – 15 %, ТРАО – 7,5 %, Иракское правительство (представлено Oil Exploration Company) – 25 %.</p>	<p>Ведется обустройство месторождения: бурение эксплуатационных скважин, строительство первого пускового комплекса центрального пункта сбора нефти, экспортного нефтепровода и системы внутривидеомониторинга.</p>
<p>Проект Загрос (Курдистан)</p> <p>Блок Шакал</p>	2012 г.	■	<p>Реализуется на условиях СРП.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром – Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор).</p> <p>Доля участия Группы Газпром нефть в проекте – 80 %.</p> <p>Партнер – WesternZagros.</p>	<p>Выполняются сейсморазведочные и другие геофизические работы.</p>
<p>Блок Гармиан</p>		–	<p>Реализуется на условиях СРП.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром – Gazprom Neft Middle East B.V.</p> <p>Доля участия Группы Газпром нефть в проекте – 40 %.</p> <p>Партнер – WesternZagros (оператор).</p>	<p>Ведется бурение поисковых скважин.</p>
<p>Проект Халабджа (Курдистан)</p>	2013 г.	■	<p>Реализуется на условиях СРП.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром – Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор).</p> <p>Доля участия Группы Газпром нефть в проекте – 80 %.</p>	<p>Ведутся ГРП.</p>

Месторождение Бадра, блоки Гармиан, Шакал и Халабджа в Ираке

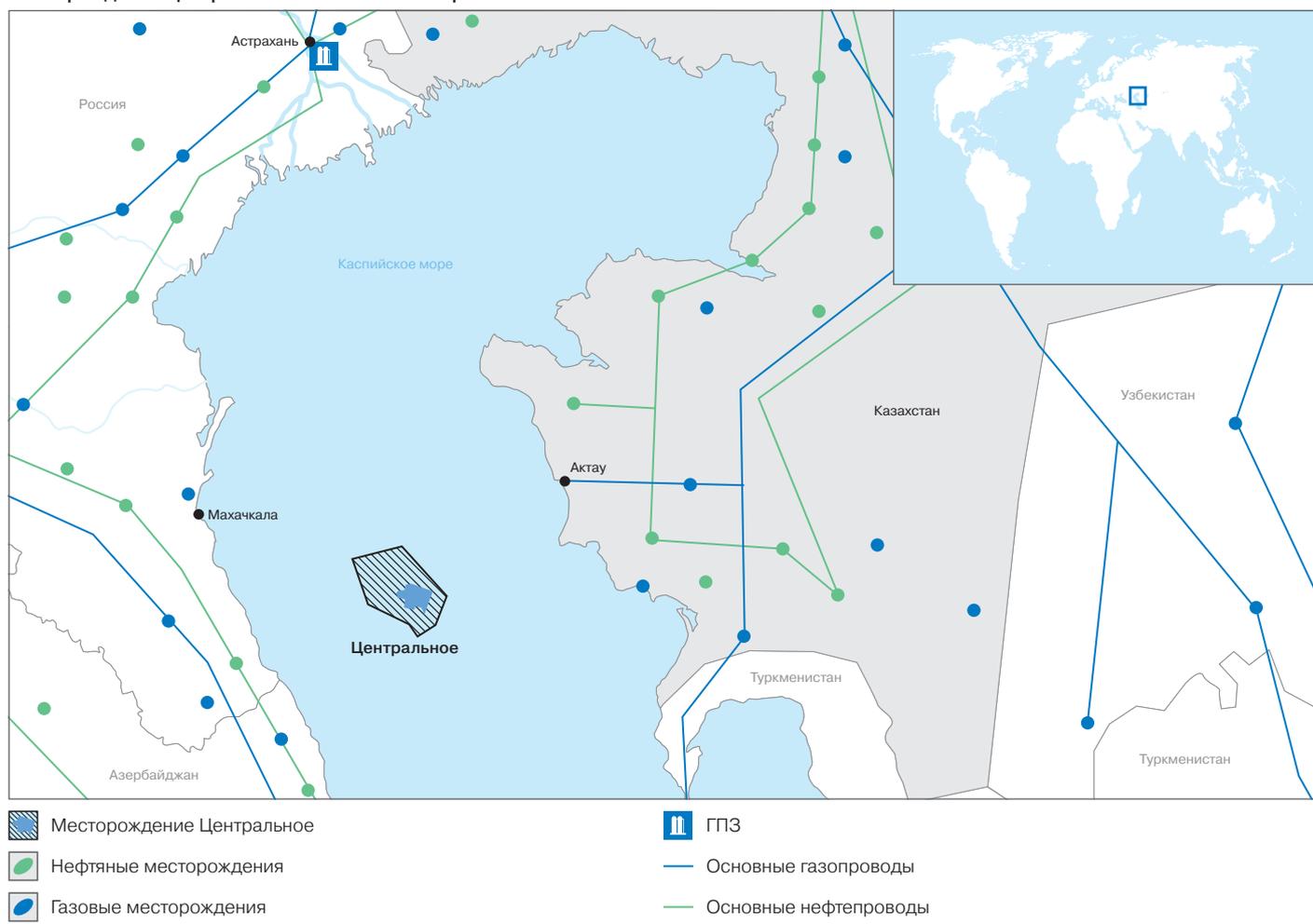


- | | |
|---|---|
|  Лицензионные участки |  Основные газопроводы |
|  Месторождение Бадра |  Основные нефтепроводы |
|  Газовые месторождения |  Трасса проектируемого газопровода |
|  Нефтяные месторождения |  Трасса строящегося нефтепровода |
|  НПЗ |  Морские терминалы |

Казахстан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Разработка месторождения Центральное в Каспийском море. Месторождение открыто в 2008 г. в ходе реализации с участием Группы проекта поиска и разведки углеводородных ресурсов геологической структуры Центральная.	2013 г.	–	Реализуется в соответствии с Соглашением о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование. С российской стороны участником проекта является ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (создано на паритетных условиях ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром»), с казахстанской стороны – АО НК «КазМунайГаз».	В январе 2013 г. зарегистрировано российско-казахстанское совместное предприятие «Нефтегазовая компания Центральная» (АО НК «КазМунайГаз» – 50%, ООО «ЦентрКаспнефтегаз» – 50%). Совместным предприятием подана заявка на получение лицензии на пользование недрами с целью геологического изучения и добычи углеводородного сырья на участке недр Центральный.

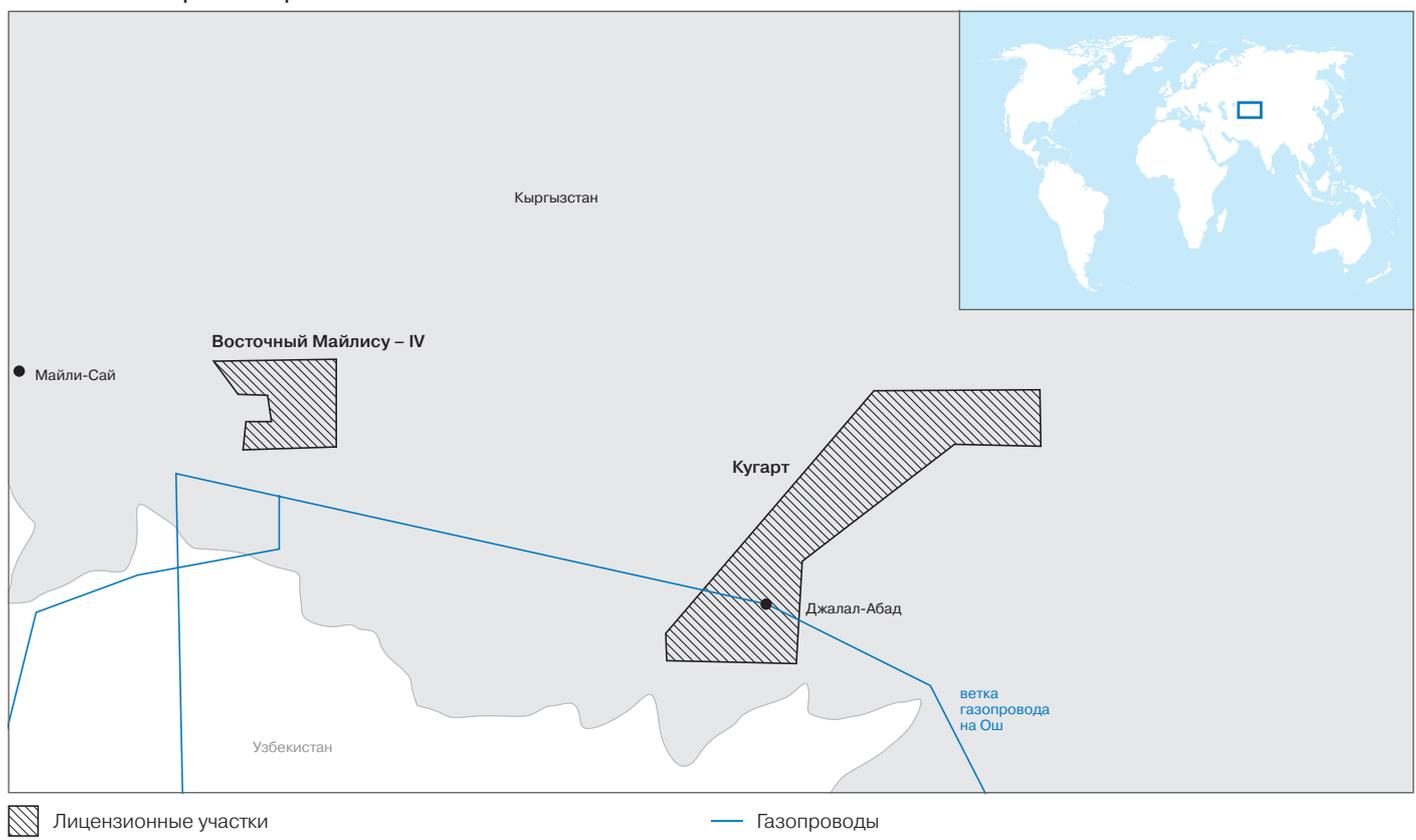
Месторождение Центральное в Каспийском море



Кыргызстан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Проведение ГРП на нефтегазо-перспективных площадях Восточный Майлису – IV и Кугарт.	2006 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения об общих принципах проведения геологического изучения недр и полученных ОАО «Газпром» лицензий на право пользования участками недр с целью геологического изучения недр. Участник со стороны Группы – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). На этапе ГРП Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту.	Актуализирована программа ГРП (работы по проекту приостановились в связи с дестабилизацией обстановки в Кыргызстане в 2010 г.), разработана проектно-сметная документация на проведение геофизических работ, ведется выбор подрядчиков.

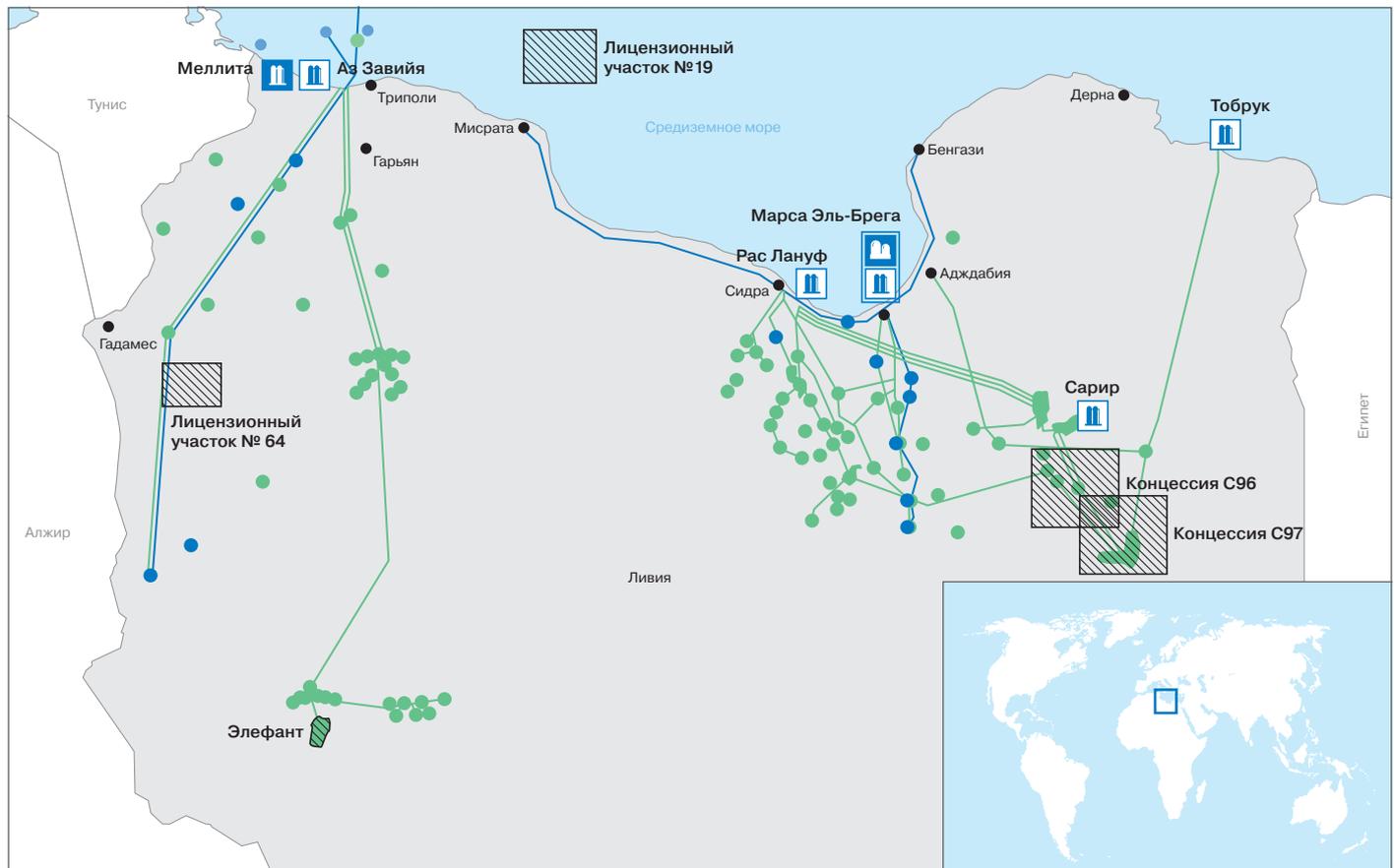
Области ГРП Газпрома в Кыргызстане



Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Разведка и разработка углеводородного сырья на лицензионных участках № 19 (на шельфе Средиземного моря) и № 64 (на суше, в северной части нефтегазоносного бассейна Гадамес).	2007 г.	■	Реализуются на условиях СРП. Участник проекта со стороны Группы – Gazprom Libya B.V. (оператор). Партнер – ливийская National Oil Corporation (Национальная нефтяная корпорация). Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП.	Действует режим форс-мажора по соответствующим СРП.
Поиск, разведка и добыча углеводородов в рамках нефтяных концессий С96 и С97. В эксплуатации находится девять месторождений.	2007 г.	–	Долевое участие в концессиях, принадлежащих Wintershall AG (оператор проекта), полученное в результате соглашения об обмене активами с компанией BASF. Участник со стороны Группы – дочерняя компания Gazprom EP International B.V. Доля участия Группы Газпром в проекте – 49 %. Партнеры – BASF SE и National Oil Corporation.	Добыча на разрабатываемых месторождениях осуществлялась до момента объявления оператором проекта форс-мажора в августе 2013 г. За период январь – июль 2013 г. добыто 2,4 млн т нефти и 0,3 млрд м³ газа.

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

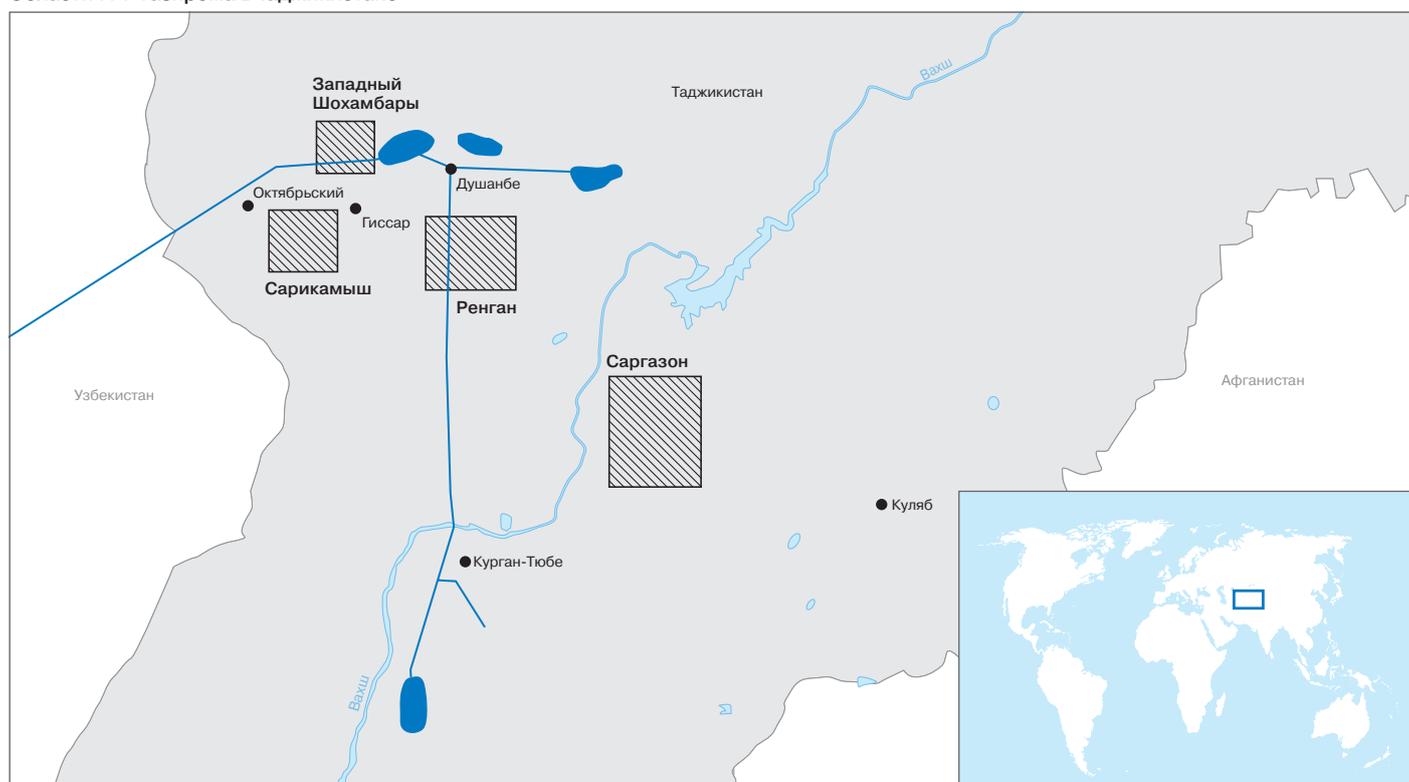


- | | |
|----------------------------------|------------------------|
| Лицензионные участки и концессии | Газовые месторождения |
| Месторождение Элефант | Нефтяные месторождения |
| ГПЗ | Основные газопроводы |
| НПЗ | Основные нефтепроводы |
| Завод по сжижению газа | |

Таджикистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
<p>Проведение ГРП на нефтегазо-перспективных площадях Сарикамыш, Саргазон, Ренган и Западный Шохамбары.</p> <p>Лицензии на площади Саргазон и Ренган в связи с выявлением высоких геологических и технико-экономических рисков их освоения сданы в 2012 г.</p>	2006 г.	■	<p>Реализуется на условиях Соглашения об общих принципах проведения геологического изучения недр и полученных ОАО «Газпром» лицензий на право пользования участками недр с целью геологического изучения недр.</p> <p>Участник со стороны Группы – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор).</p> <p>На этапе ГРП Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту.</p>	<p>На площади Сарикамыш геофизические работы, предусмотренные программой ГРП, выполнены в полном объеме. Ведется испытание сверхглубокой (6 450 м) поисково-оценочной скважины 1-п Шахринав.</p> <p>Для выполнения геофизических работ на площади Западный Шохамбары разработана проектно-сметная документация.</p>

Области ГРП Газпрома в Таджикистане



■ Лицензионные участки

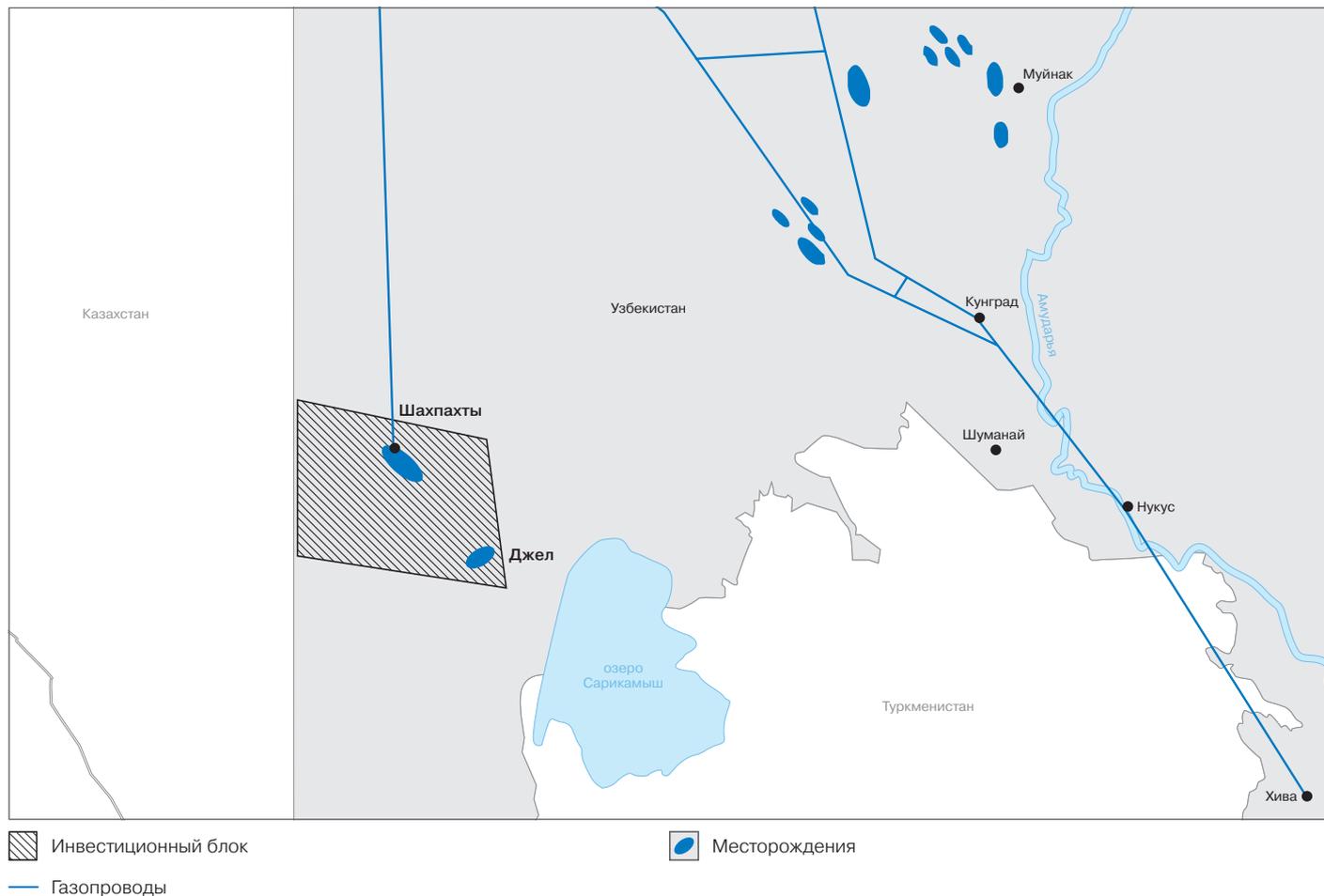
● Месторождения

— Газопроводы

Узбекистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Поиск, разведка и добыча углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан (семь инвестиционных блоков). Лицензии на шесть инвестиционных блоков сданы из-за неперспективности объектов.	2006 г.	■	Реализуется на условиях лицензий на право пользования участками недр инвестиционных блоков с целью геологического изучения недр. Участник со стороны Группы – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). Партнер – НХК «Узбекнефтегаз». На этапе ГРП Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту.	По результатам ГРП, выполненных в рамках исполнения лицензионных обязательств, в пределах Шахпахтинского лицензионного участка открыто месторождение Джел. Ведутся консультации с узбекистанской стороной по вопросам заключения СРП, подготовительные работы по технико-экономическому обоснованию СРП.
Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты в Устюртском регионе Республики Узбекистан и доразработка остаточных запасов газа.	2004 г.	–	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром – ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры – НХК «Узбекнефтегаз», Gas Project Development Central Asia AG (50 % долевого участия Группы). Оператор – ООО «Зарубежнефтегаз – ГПД Центральная Азия» (создано 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 СРП согласно долям.	Продолжается реализация СРП: проводится капитальный ремонт имеющегося фонда скважин, ежегодно в рамках проекта добывается около 0,3 млрд м ³ природного газа.

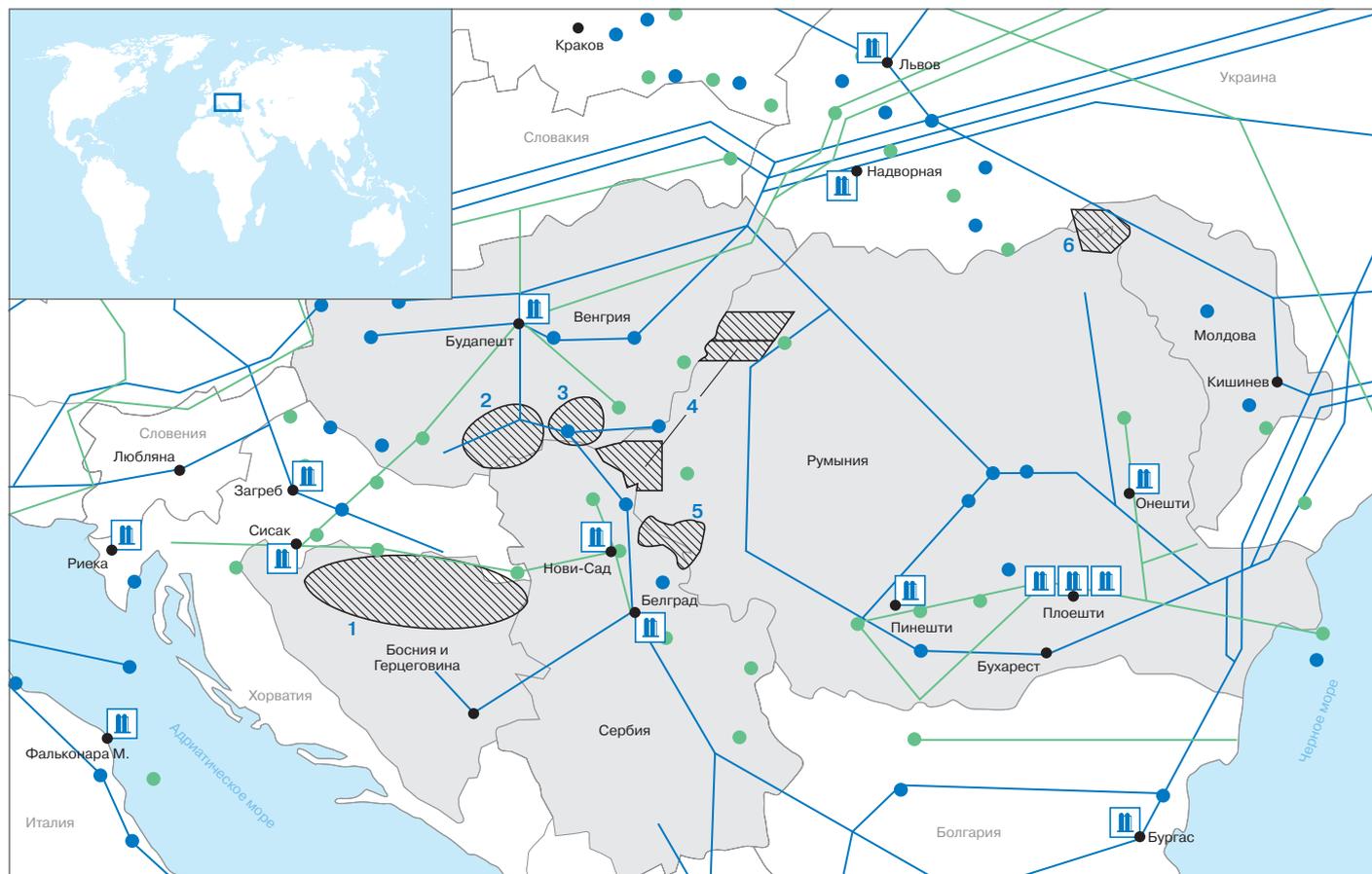
Области поиска, разведки и добычи углеводородов Газпрома в Узбекистане (Устюртский регион)



Центральная и Восточная Европа

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Босния и Герцеговина				
Разведочные блоки в Республике Сербской	2011 г.	■	Реализуется на условиях Концессионного соглашения. Участник со стороны Группы Газпром – NIS (оператор). Доля участия NIS в проекте – 66 %. Партнеры – ОАО «НефтегазИнКор» (дочернее общество ОАО «Зарубеж-нефть»).	Завершены сейсморазведочные работы, ведется поисковое бурение.
Венгрия				
Блок Мако Trough	2013 г.	–	Реализуется на условиях Сервисного контракта. Участник со стороны Группы Газпром – NIS. Доля участия NIS в проекте – 50 %. Группа финансирует строительство трех поисковых скважин, далее – в соответствии с долей участия. Партнер – Falcon Oil & Gas Ltd. (оператор).	Ведется поисковое бурение.
Блок Kishkunhalash	2012 г.	–	Реализуется на условиях Концессионного соглашения. Участник со стороны Группы Газпром – NIS. Доля участия NIS в проекте – 50 %. Группа финансирует строительство трех поисковых скважин, далее – в соответствии с долей участия. Партнер – RAG (оператор).	Ведется поисковое бурение, проводится обработка данных проведенной сейсморазведки.
Румыния				
Блоки Ex-2 Tria, Ex-3 Baile Felix, Ex-7 Periam, Ex-8 Biled	2012–2013 гг.	■	Реализуются на условиях Соглашения о совместной деятельности. Участник со стороны Группы Газпром – NIS (оператор). Доля участия NIS в проекте – 85 %. Группа осуществляет финансирование 100 % объема ГРП, далее – в соответствии с долей участия. Партнер – East West Petroleum.	На блоке Ex-2 ведутся сейсморазведочные работы 2D. По блокам Ex-3, 7, 8 Правительством Румынии ратифицированы соответствующие соглашения, проводится оформление передачи NIS операторских прав.
Блок DEE V-20 Jimbolia	2012 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Участник со стороны Группы Газпром – NIS (оператор). Доля участия NIS в проекте – 51 %. Группа осуществляет финансирование 100 % объема ГРП, далее – в соответствии с долей участия. Партнер – Zeta Petroleum & Armax Gas.	Закончено бурение оценочной скважины. Проведены испытания проектного пласта, по результатам которых получен некоммерческий приток газового конденсата. Согласуется программа проведения испытания вышележащих потенциально перспективных пластов.
Блок Ex-12 Crai Nou	2011 г.	–	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Участник со стороны Группы Газпром – NIS. Доля участия NIS в проекте – 50 %. Группа осуществляет финансирование 75 % объема ГРП, далее – в соответствии с долей участия. Партнер – Moesia Oil & Gas (оператор).	Ведется сбор, систематизация и анализ геолого-геофизических данных прошлых лет.

Области поиска и разведки углеводородов Группой Газпром в странах Центральной и Восточной Европы



-  Проекты компании NIS
-  Газовые месторождения
-  Нефтяные месторождения
-  НПЗ
-  Основные газопроводы
-  Основные нефтепроводы

- 1 Разведочные блоки в Республике Сербской
- 2 Блок Kishkunhalash
- 3 Блок Мако Trough
- 4 Блоки Ex-2, 3, 7, 8
- 5 Блок Ex-12
- 6 Блок DEE V-20

Развитие и реконструкция ГТС на территории России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км	865	1 339	2 470	3 213	703
Капитальный ремонт, км	2 383,7	2 427,3	2 436,6	2 487,3	1 818,8
Количество технических отказов на 1 000 км	0,09	0,04	0,07	0,09	0,05

Основные технические характеристики газотранспортных активов Группы в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исчислении, тыс. км	160,4	161,7	164,7	168,3	168,9
Линейные компрессорные станции, ед.	215	215	211	222	247
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 675	3 659	3 630	3 738	3 820
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	42,0	42,1	41,7	43,9	45,9

Структура магистральных газопроводов Группы Газпром на территории России по сроку эксплуатации, 2010–2013 гг., тыс. км

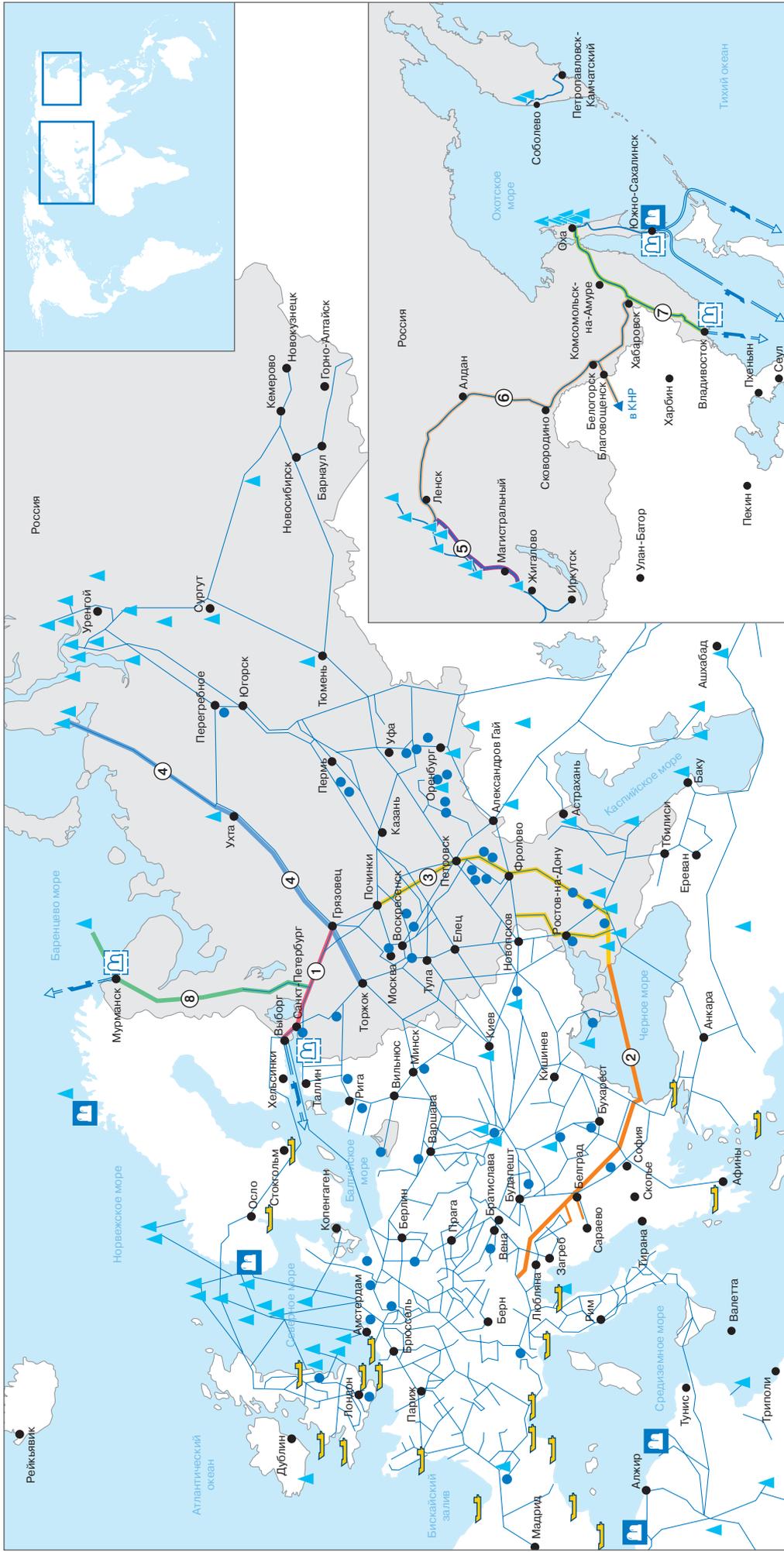
	По состоянию на 31 декабря			
	2010	2011	2012	2013
10 лет и менее	17,2	19,6	22,2	21,1
От 11 до 20 лет	25,0	21,8	20,4	20,0
От 21 года до 30 лет	70,9	64,6	61,7	56,5
От 31 года до 40 лет	23,8	31,8	36,8	41,7
От 41 года до 50 лет	19,3	19,6	18,8	19,7
Более 50 лет	5,5	7,3	8,4	9,9
Всего	161,7	164,7	168,3	168,9

Поступление и распределение газа, транспортированного по ГТС Газпрома на территории Российской Федерации, млрд м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Поступление в газотранспортную систему (ГТС)					
Поступление в ГТС, в т. ч.:	552,4	614,1	630,9	613,7	621,0
центральноеазиатский газ	35,7	35,3	31,8	31,7	29,3
азербайджанский газ	–	0,8	1,5	1,6	1,4
Отбор газа из ПХГ России	30,0	40,8	47,1	44,3	32,7
Сокращение запаса газа в ГТС	7,3	6,3	5,2	8,2	5,7
Всего	589,7	661,2	683,2	666,2	659,4
Распределение из ГТС					
Поставка внутри России, в т. ч.:	335,6	354,9	365,6	362,3	354,6
центральноеазиатский газ	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Поставка за пределы России, в т. ч.:	195,6	209,3	217,7	209,3	220,2
центральноеазиатский газ	35,6	35,2	31,8	31,6	29,3
азербайджанский газ	–	0,8	1,5	1,6	1,4
Закачка газа в ПХГ России	15,7	47,7	48,2	44,1	38,4
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	36,3	43,6	45,8	40,9	40,6
Увеличение запаса газа в ГТС	6,5	5,7	5,9	9,6	5,6
Всего	589,7	661,2	683,2	666,2	659,4

Газотранспортные проекты и проекты производства СПГ

Евроазиатская ГТС



- Газотранспортные проекты Газпрома**
- 1 — Грязовец – Выборг (расширение)
 - 2 — «Южный поток»
 - 3 — Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»
 - 4 — Бованенковское – Ухта и Ухта – Торжок
 - 5 — Ковкынтинское ГKM – Чаяндинское НКГKM
 - 6 — «Сила Сибири»
 - 7 — ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток
 - 8 — Штокмановское ГKM – Мурманск и Мурманск – Волхов

- Направления поставок СПГ
- Основные газопроводы
- Месторождения газа
- Объекты подземного хранения газа (ПХГ)
- Заводы по сжижению газа
- Проекты Газпрома по производству СПГ
- Приемные терминалы СПГ

Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31. 12.2013 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность	
Грязовец – Выборг (расширение)	Поставка газа потребителям Северо-Западного региона России.	216 км	– / 25 МВт	9,4 млрд м ³	Разрабатывается проектная документация.
Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»	Транспортировка газа по территории России для обеспечения его подачи в газопровод «Южный поток».	Около 2 506 км	10 КС/ 1 516 МВт	До 63 млрд м ³	Ведутся строительные работы.
«Южный поток»	Транспортировка газа из России через акваторию Черного моря и далее по территориям стран Южной и Центральной Европы.	Около 925 км Основной маршрут – 1 455 км, с газопроводами- отводами – около 1 800 км	8 КС	До 63 млрд м ³	В 2012–2013 гг. ОАО «Газпром» совместно с европейскими компаниями- партнерами приняты окончательные инвестиционные решения и обеспечен переход проекта «Южный поток» на инвестиционную стадию.
Мурманск – Волхов	Транспортировка газа Штокмановского месторождения в ЕСГ России.	1 365 км	До 10 КС/ 1 225 МВт	До 46 млрд м ³ (зависит от объемов добычи Штокмановского месторождения)	Срок строительства и ввода газопровода в эксплуатацию будет определен после принятия финального инвестиционного решения по Штокмановскому месторождению.
Бованенково – Ухта первая нитка	Система газопроводов для транспорти- ровки газа с месторождений полуострова Ямал в центральные районы России.	1 205 км	9 КС/ 1 108 МВт	60 млрд м ³	В 2012 г. осуществлен ввод в эксплуатацию первой очереди строительства газопровода (линейная часть газопровода на участке Бованенково – Ухта, включая двухниточный переход через Байдарцкую губу и 2 КС мощностью 224 МВт). В 2013 г. в эксплуатацию введены 5 КС мощностью 628 МВт.
вторая нитка		1 195 км	9 КС / 1 108 МВт	60 млрд м ³	Ведутся строительные работы.
Ухта – Торжок первая нитка		1 371 км	8 КС/ 805 МВт	45 млрд м ³	В 2012 г. первая нитка газопровода на участке Ухта – Грязовец (973 км и 2 КС мощностью 200 МВт) введена в эксплуатацию. В 2013 г. в эксплуатацию введены 5 КС мощностью 525 МВт.
вторая нитка		972 км	7 КС / 625 МВт	45 млрд м ³	Завершена разработка проектной документации, ведется подготовка рабочей документации.

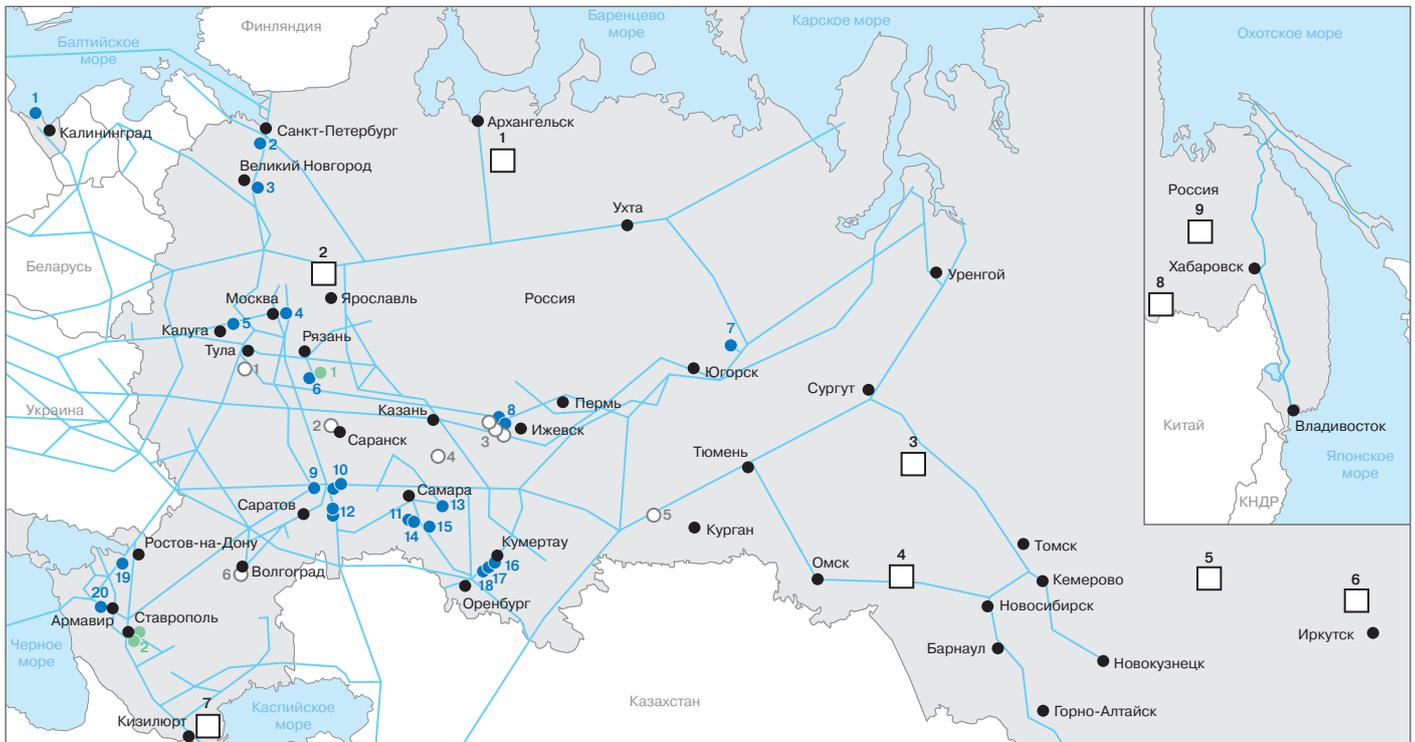
Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность	
Сахалин – Хабаровск – Владивосток	Транспортировка газа с месторождений шельфа о. Сахалин населению и промышленным потребителям Хабаровского и Приморского краев, в том числе на завод СПГ в районе г. Владивосток.	3 056 км, в т. ч. 2 177 км до Благовещенска	9 КС / 1 330 МВт, в т. ч. 8 КС / 1 298 МВт до Благовещенска	До 61 млрд м ³	2018 г. Выполняются проектно-изыскательские работы по участку Чаюнда – Благовещенск (первая нитка).
«Сила Сибири»	Транспортировка газа с Ковыктинского ГКМ и Чаюндинского ГКМ для газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа и поставок газа на рынки стран АТР.				

Проекты производства СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Балтийский СПГ	Страны Атлантического региона, включая европейские страны, не охваченные поставками трубопроводного российского газа (Испания, Португалия), страны Латинской Америки, а также рынок бункерного топлива	10 млн т в год	2020 г. (ввод первой линии)	Зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газпром СПГ Санкт-Петербург». Разрабатывается «Обоснование инвестиций в проект строительства завода СПГ в Ленинградской области (Балтийский СПГ)».
Владивосток-СПГ	Страны АТР	10 млн т с возможностью расширения до 15 млн т в год	2018 г. (ввод первой линии)	Зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газпром СПГ Владивосток». Проводятся переговоры о заключении долгосрочных контрактов с потенциальными покупателями СПГ. Выполняются проектно-изыскательские работы.
Расширение мощностей в рамках проекта «Сахалин-2»	Страны АТР	5 млн т	Не определен	Завершены предпроектные изыскания (pre-FEED), переход к стадии предварительного проектирования FEED запланирован на 2014 г.

Подземное хранение газа

Действующие и перспективные объекты подземного хранения газа Газпрома на территории России



— Основные газопроводы

● 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
1 Калининградское	1 Касимовское	1 Новомосковское	1 Архангельская
2 Гатчинское	2 Северо-Ставропольское	2 Беднодемьяновское	2 Скалинская
3 Невское		3 Удмуртский резервирующий комплекс	3 Тигинская
4 Щелковское		4 Арбузовское	4 Колмаковская
5 Калужское		5 Шатовское	5 Ачинская
6 Увязовское		6 Волгоградское	6 Ангарская
7 Пунгинское			7 Площадь в Дагестане
8 Карашурское			8 Благовещенская
9 Песчано-Уметское			9 Адниканская
10 Елшано-Курдюмское			
11 Дмитриевское			
12 Степновское			
13 Аманакское			
14 Михайловское			
15 Кирюшкинское			
16 Канчуриновское			
17 Мусинское			
18 Совхозное			
19 Куцевское			
20 Краснодарское			

Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	25	25	25	25	26
Объем активной емкости по обустройству, млрд м³	65,20	65,41	66,70	68,16	70,41
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 601	2 564	2 602	2 621	2 689

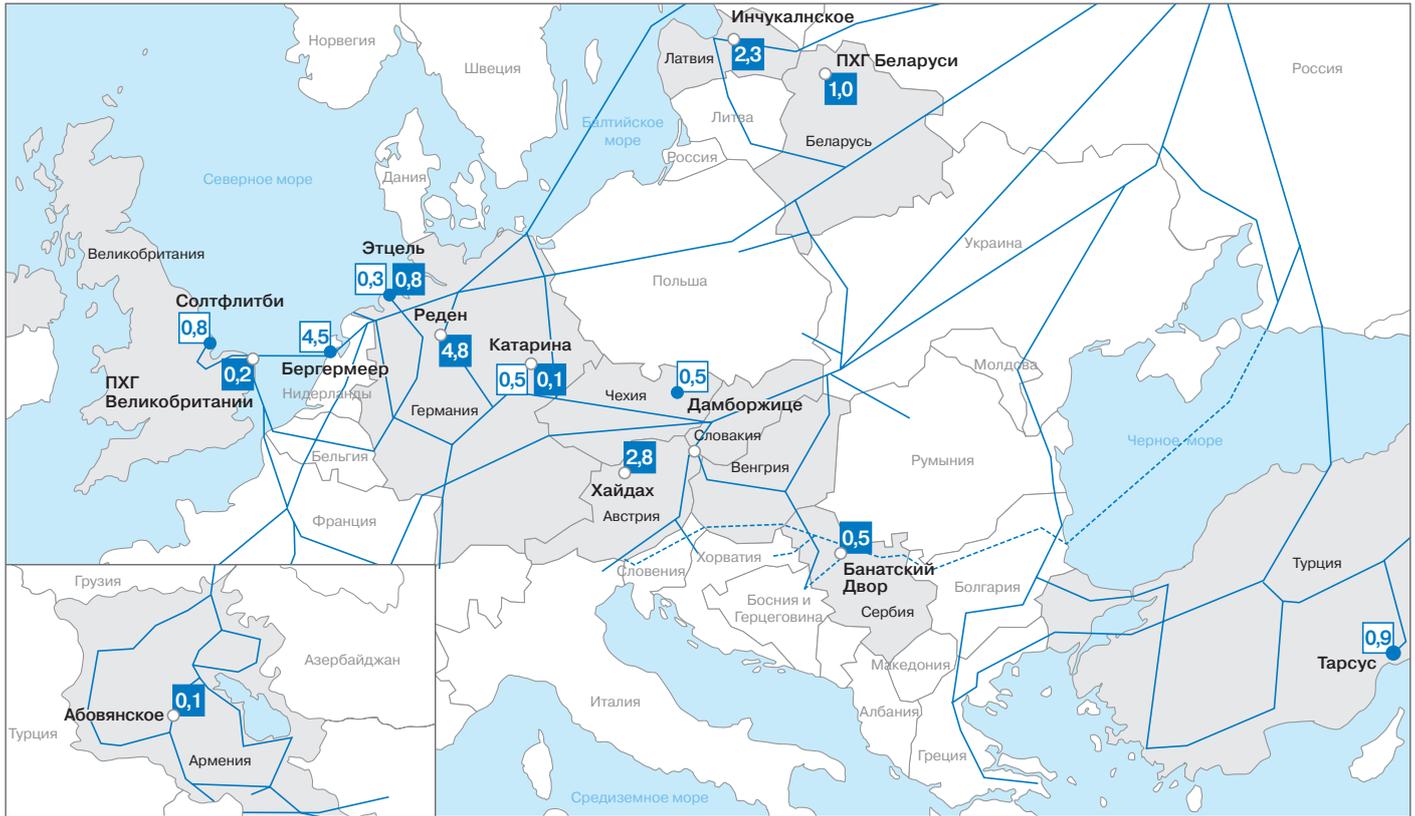
Хранение газа на территории России

	Сезон заправки				
	2009	2010	2011	2012	2013
Закачка газа в ПХГ, млн м ³					
I кв.	161,4	866,6	–	357,6	55,7
II кв.	3 075,0	24 097,7	21 291,8	23 793,6	21 407,9
III кв.	10 116,9	20 681,0	24 248,5	18 006,8	13 784,8
IV кв.	2 319,1	2 085,4	2 657,2	1 938,7	3 120,1
Всего за сезон	15 672,4	47 730,7	48 197,5	44 096,7	38 368,5
	Сезон отбора				
	2009–2010	2010–2011	2011–2012	2012–2013	2013–2014
Отбор газа из ПХГ, млн м ³					
III кв.	155,8	135,1	300,0	143,9	63,2
IV кв.	18 980,5	14 428,8	13 664,6	14 418,3	9 777,0
I кв. следующего года	26 176,9	31 740,7	29 258,1	21 815,7	21 662,3
II кв. следующего года	48,5	1 366,2	481,9	1 091,9	2 645,3
Всего за сезон	45 361,7	47 670,8	43 704,5	37 469,8	34 147,8
Максимальная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м ³ /сут.					
	620,0	620,0	647,7	671,1	727,8
Средняя суточная производительность в декабре – феврале сезона отбора, млн м ³ /сут.					
	500,0	500,0	522,1	535,9	579,6

Основные проекты по развитию подземного хранения газа на территории России

Субъект Российской Федерации	ПХГ	Тип ПХГ	Проектные характеристики	
			Объем оперативного резерва газа	Максимальная суточная производительность
Калининградская область	Калининградское	В отложениях каменной соли	0,8 млрд м ³	12 млн м ³
Пензенская область, Республика Мордовия	Беднодемьяновское	Водоносные структуры	5,5 млрд м ³	70 млн м ³
Волгоградская область	Волгоградское	В отложениях каменной соли	0,35 млрд м ³	25 млн м ³
Новгородская область	Невское	Водоносные структуры	2,0 млрд м ³	28 млн м ³
Рязанская область	Касимовское	Водоносные структуры	11 млрд м ³	150 млн м ³
Оренбургская область	Совхозное	Истощенное месторождение	5 млрд м ³	70 млн м ³
Саратовская область	Степновское	Истощенное месторождение	5,63 млрд м ³	80 млн м ³
Краснодарский край	Кущевское	Истощенное месторождение	5,6 млрд м ³	65 млн м ³
Республика Башкортостан	Канчурино-Мусинский комплекс	Истощенное месторождение	4,29 млрд м ³	59,4 млн м ³
Самарская область	Кирюшкинское	Истощенное месторождение	0,426 млрд м ³	2,6 млн м ³
Тюменская область	Пунгинское	Истощенное месторождение	3,5 млрд м ³	43 млн м ³
Удмуртская Республика	Удмуртский резервирующий комплекс (Карашурское)	Истощенное месторождение	1,07 млрд м ³	15,2 млн м ³

Действующие и перспективные объекты ПХГ за рубежом



0,2 Действующие ПХГ, используемые Газпромом, с активной емкостью, млрд м³

4,5 Перспективные объекты ПХГ с участием Газпрома с активной емкостью, млрд м³

— Основные газопроводы

----- Проектируемые и строящиеся газопроводы

Характеристика объектов ПХГ, используемых Группой Газпром за рубежом

Страна	ПХГ	Основание для хранения	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2013 г.					Эксплуатационные скважины/каверны
			Суммарная активная емкость, используемая Газпромом, млрд м ³	Суточная производительность, используемая Газпромом, млн м ³	КС	ГПА	Установленная мощность ГПА, МВт	
Австрия	Хайдах	Долевое владение на правах соинвестора (34 %)	1,900	18,9	1	4	62	17
Сербия	Банатский Двор	Долевое владение на правах соинвестора (51 %)	0,230	2,5	1	2	5	18
Германия	Реден	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,500	10	1	7	88	16
	Катарина	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,115	2,0	—	—	—	2
	ПХГ Германии	Соглашение об аренде с компанией Vitol	0,600	16,0	x	x	x	x
Великобритания	ПХГ Великобритании	Лизинговое соглашение с компанией Vitol	0,230	1,9	x	x	x	x

Страна	ПХГ	Основание для хранения	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2013 г.					
			Суммарная активная емкость, используемая Газпромом, млрд м ³	Суточная производительность, используемая Газпромом, млн м ³	КС	ГПА	Установленная мощность ГПА, МВт	Эксплуатационные скважины/каверны
Беларусь	Прибугское	В собственности дочернего общества	0,458	4,0	2	5	7,1	53
	Осиповичское	В собственности дочернего общества	0,385	4,0	1	6	4,4	42
	Мозырское	В собственности дочернего общества	0,210	10,0	1	2	4,6	11
Латвия	Инчукалское	Долевое владение на правах соинвестора (34 %)	1,600	15,6	1	6	33,1	93
Армения	Абовянское	В собственности дочернего общества	0,135	9,2	1	9	9,9	19

Закачка и отбор газа Газпрома из ПХГ зарубежных стран, млн м³

	Сезон закачки I–IV кв.				
	2009	2010	2011	2012	2013
Закачка газа в ПХГ за рубежом					
Страны БСС					
Армения	70,0	46,1	23,1	127,4	29,2
Беларусь	x	x	748,0	940,8	928,8
Латвия	588,1	1 639,5	1 567,5	1 599,5	1 536,7
Дальнее зарубежье					
Австрия	474,1	580,8	1 093,7	1 407,1	1 472,0
Великобритания	225,8	233,7	225,2	224,3	226,5
Германия	583,6	705,3	155,2	2 149,5	1 464,2
Нидерланды	328,0	853,8	1 582,6	1 276,7	617,3
Сербия	–	–	279,4	336,2	93,5
Франция	250,0	298,2	–	–	–
Всего за сезон	2 519,6	4 357,4	5 674,7	8 061,5	6 368,2
	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2009–2010	2010–2011	2011–2012	2012–2013	2013–2014
Отбор газа из ПХГ за рубежом*					
Страны БСС					
Армения	24,0	21,2	127,1	18,2	56,9
Беларусь	x	x	783,5	840,9	812,5
Латвия	1 009,2	1 658,5	1 529,8	1 410,8	1 247,8
Дальнее зарубежье					
Австрия	480,1	543,7	982,6	1 534,1	1 117,7
Великобритания	318,0	435,0	225,2	224,3	226,5
Германия	731,4	481,8	716,9	2 342,2	1 043,6
Сербия	–	–	34,3	145,7	66,4
Франция	248,5	299,7	–	–	–
Всего за сезон	2 811,2	3 439,9	4 399,4	6 516,2	4 571,4

* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

Перспективные объекты ПХГ с участием Группы Газпром за рубежом

Страна	ПХГ	Характер строительства	Тип ПХГ	Год начала проекта	Условия участия Группы	Проектные характеристики		Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
						Суммарная активная емкость, млрд м ³	Суточная производительность, млн м ³			
Великобритания	Солтфлитби	Новое строительство	Истощенное месторождение	2006 г.	Долевое владение на правах соинвестора (33 %)	0,750	9,0	x	x	Ведется строительство.
Германия	Катарина	Новое строительство	Отложения каменной соли	2011 г.	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,629	25,8	2011 г.	2025 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.
	Этцель	Новое строительство	Отложения каменной соли	2008 г.	Долевое владение на правах соинвестора (33,3 %)	1,1	216	2013 г.	2018 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство второй очереди.
Нидерланды	Бергермеер	Новое строительство	Истощенное месторождение	2011 г.	Обязательства ОАО «Газпром» поставлять необходимый объем буферного газа для ПХГ взамен на право доступа к его мощностям в объеме 1,9 млрд м ³ активного объема хранения и 26,4 млн м ³ суточной производительности отбора	4,1	62,1	2014 г.	2014 г.	Ведется строительство.
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истощенное месторождение	2014 г.	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,456	7,6	2016 г.	2018 г.	Ведется строительство.
Турция	Тарсус	Новое строительство	Отложения каменной соли	x	x	0,966	24,1	x	x	Ведутся переговоры по возможности участия в проекте.

Переработка углеводородов и производство продукции переработки

Объемы переработки углеводородов Группой Газпром (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Переработка природного и попутного газа, млрд м³					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	30,4	33,6	33,2	32,2	31,1
Газпром нефтехим Салават**	–	–	–	0,2	0,4
Всего	30,4	33,6	33,2	32,4	31,5
Переработка нефти и нестабильного газового конденсата, млн т					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	10,9	12,3	13,0	14,0	16,1
Газпром нефть	33,4	37,9	40,5	43,3	42,6
в т. ч. за рубежом	2,4	2,9	2,4	4,1	3,8
Газпром нефтехим Салават**	–	–	–	4,2	7,4
Всего	44,3	50,2	53,5	61,5	66,1

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** Показатели приведены начиная с 1 июня 2012 г.

Производство основных видов продукции переработки, газо- и нефтехимии Группой Газпром (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 408,2	3 828,3	4 595,1	4 675,3	6 035,3
Сухой газ, млрд м ³	24,2	26,2	25,7	25,0	24,2
СУГ, тыс. т	2 806,6	3 119,3	2 972,7	3 097,3	3 276,4
в т. ч. за рубежом	105,4	110,5	83,0	127,2	118,0
Автомобильный бензин, тыс. т	8 648,8	9 368,8	10 253,3	11 706,9	12 125,2
в т. ч. за рубежом	502,8	554,4	459,0	827,8	669,9
Дизельное топливо, тыс. т	11 214,2	12 830,9	12 771,6	14 459,5	16 215,2
в т. ч. за рубежом	836,0	898,1	675,0	1 251,9	1 423,5
Авиационное топливо, тыс. т	2 276,0	2 598,1	2 735,5	2 813,7	2 852,0
в т. ч. за рубежом	48,3	68,2	75,0	73,3	73,2
Мазут топочный, тыс. т	6 355,6	8 176,4	8 642,5	10 123,8	9 132,0
в т. ч. за рубежом	460,3	528,5	403,0	1 081,7	739,4
Масла, тыс. т	371,4	367,1	391,0	380,3	396,2
Сера, тыс. т	4 404,6	5 252,4	5 391,5	5 311,1	4 936,9
Гелий, тыс. м ³	4 892,6	4 856,1	3 526,4	4 923,9	3 570,7
ШФЛУ, тыс. т	454,0	491,7	697,4	998,4	1 587,6
Мономеры, жидкие и мономерсодержащие углеводородные фракции, тыс. т	x	x	x	97,8	242,6
Полимеры, тыс. т	x	x	x	61,3	133,2
Продукция органического синтеза, тыс. т	x	x	x	87,4	86,8
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	x	x	x	326,1	752,1

Области применения отдельных видов продукции переработки, нефте- и газохимии, производимой Группой Газпром

Наименование продукции	Применение
Гелий	Энергетика, металлургия, авиакосмическая промышленность, судостроение, машиностроение, медицина
Минеральные удобрения (карбамид, аммиак жидкий технический)	Сельское хозяйство
Мономеры (этилен, пропилен, стирол)	Сырье для нефтехимической промышленности
Продукция органического синтеза (бутанол, пластификатор ДОФ)	Сырье для нефтехимической промышленности
Полимерно-битумное вяжущее	Дорожное строительство
Полимеры (полиэтилен, полистирол)	Производство медицинских и бытовых изделий, пленок, упаковочных и изоляционных материалов
Этан	Сырье для нефтегазохимической промышленности
ШФЛУ	Сырье для нефтегазохимической промышленности

Производство основных видов продукции переработки дочерними обществами Группы Газпром (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 408,2	3 828,3	4 595,1	4 675,3	6 035,3
Сухой газ, млрд м ³	24,2	26,2	25,7	25,0	24,2
СУГ, тыс. т	2 025,2	2 311,6	2 281,7	2 286,4	2 287,4
Автомобильный бензин, тыс. т	2 018,1	2 114,3	2 153,3	2 243,8	2 428,8
Дизельное топливо, тыс. т	1 276,5	1 366,2	1 280,6	1 554,5	1 569,0
Авиационное топливо, тыс. т	165,8	165,7	166,5	146,0	158,8
Мазут топочный, тыс. т	347,9	377,9	299,5	347,3	351,4
Сера, тыс. т	4 322,1	5 154,9	5 283,5	5 203,4	4 790,4
Гелий, тыс. м ³	4 892,6	4 856,1	3 526,4	4 923,9	3 570,7
ШФЛУ, тыс. т	454,0	491,7	697,4	998,4	1 587,6
Газпром нефть					
СУГ, тыс. т	781,4	807,7	691,0	810,9	989,0
Автомобильный бензин, тыс. т	6 630,7	7 254,5	8 100,0	8 961,6	8 923,0
Дизельное топливо, тыс. т	9 937,7	11 464,7	11 491,1	11 508,1	12 087,8
Авиационное топливо, тыс. т	2 110,2	2 432,5	2 569,0	2 667,7	2 693,2
Мазут топочный, тыс. т	6 007,7	7 798,5	8 343,0	8 775,2	7 476,9
Масла, тыс. т	371,4	367,1	391,0	380,3	396,2
Сера, тыс. т	82,5	97,5	108,0	107,7	117,0
Газпром нефтехим Салават**					
Автомобильный бензин, тыс. т	x	x	x	501,5	773,3
Дизельное топливо, тыс. т	x	x	x	1 396,9	2 558,4
Мазут топочный, тыс. т	x	x	x	970,2	1 303,8
Сера, тыс. т	x	x	x	16,6	29,5
Мономеры, жидкие и мономерсодержащие углеводородные фракции, тыс. т	x	x	x	97,8	242,6
Полимеры, тыс. т	x	x	x	61,3	133,2
Продукция органического синтеза, тыс. т	x	x	x	87,4	86,8
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	x	x	x	326,1	752,1

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** Показатели приведены начиная с 1 июня 2012 г.

Размещение предприятий по переработке углеводородного сырья и производству продукции



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 31.12.2013 г.	Основная продукция
Основные дочерние общества ОАО «Газпром» со 100 % участием					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м³ природного газа; 7,32 млн т конденсата	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.	37,5 млрд м³ природного газа; 6,26 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант
Оренбургский гелиевый завод	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1978 г.	15,0 млрд м³ природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этан, сжиженный газ, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ)

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2013 г.	Основная продукция
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск (Республика Коми)	1946 г.	3,0 млрд м ³ природного газа; 1,25 млн т нестабильного конденсата (деэтанализация)	Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, теухлерод
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Новый Уренгой	1985 г.	13,7 млн т нестабильного конденсата (деэтанализация и стабилизация)	Деэтанализованный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легкий (ДКГЛ), топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтанализации
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	8,05 млн т нестабильного, в т. ч. деэтанализованного, конденсата	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, ДКГЛ
Завод по производству метанола	ООО «Сибметакхим»	Томск	1983 г.	750 тыс. т метанола	Метанол, формалин, карбамидо-формальдегидные смолы
Газпром нефть					
Омский НПЗ	ОАО «Газпромнефть – Омский НПЗ»	Омск	1955 г.	21,4 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, СУГ, нефтяные битумы, сера
Московский НПЗ	ОАО «Газпромнефть – Московский НПЗ»	Москва	1938 г.	12,15 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера
НПЗ (г. Панчево)	NIS	Панчево (Сербия)	1968 г.	7,3 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, бензол, толуол, СУГ, битум нефтяной, полимер битум, сера и пропилен
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.		Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут, масла и битумы
Завод по смешению масел и смазок (г. Бари)	Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	30 тыс. т масел и 6 тыс. т пластичных смазок	Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки
Московский завод смазочных материалов (МЗСМ)	ЗАО «Газпромнефть МЗСМ»	Фрязино	2007 г.	40 тыс. т масел	Моторные, трансмиссионные, индустриальные масла
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть – смазочные материалы»	Омск	2009 г.	240 тыс. т масел	Моторные и индустриальные масла
Рязанский опытный завод нефтехим-продуктов (РОЗНХП)	ЗАО «Рязанский опытный завод нефтехимпродуктов»	Рязань	2011 г. (установка по производству полимерно-битумного вяжущего)	60 тыс. т полимерно-битумного вяжущего	Полимерно-битумное вяжущее
ТОО «Газпром-нефть-Битум Казахстан»	ТОО «Газпромнефть-Битум Казахстан»	Южно-Казахстанская область (Республика Казахстан)	2011 г.	280 тыс. т	Вязкий дорожный битум, жидкий дорожный битум, строительный битум

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2013 г.	Основная продукция
Газпром нефтехим Салават					
НПЗ	ОАО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1955 г.	10,0 млн т нефти и газового конденсата	Бензин автомобильный, фракция пентан-изопentanовая, бензол нефтяной, толуол нефтяной, сольвент нефтяной, керосин-абсорбент, дизельное топливо, мазут, сырье для производства вязких нефтяных дорожных битумов, сера техническая, битумы нефтяные
Завод «Мономер»	ОАО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1991 г.	165,7 тыс. т полиэтилена; 55,9 тыс. т полистирола; 200 тыс. т стирола; 230,0 тыс. т этилбензола; 300,0 тыс. т этилена; 144 тыс. т пропилена; 151,8 тыс. т бензола; 183,8 тыс. т спиртов; 21,9 тыс. т водорода; 38,4 тыс. т пластификатора ДОФ; 16,3 тыс. т фталевого ангидрида; 15,0 тыс. т ортоксилота	Этилен, пропилен, бензол, фракция пентан-изопренциклопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола пиролизная тяжелая, стирол, полистиролы, полиэтилен низкого давления, полиэтилен высокого давления, спирт нормальный бутиловый технический, спирт изобутиловый технический, 2-этилгексанол, пластификатор ДОФ
Газохимический завод	ОАО «Газпром нефтехим Салават»	Мелеуз	1964 г.	461,4 тыс. т аммиака; 481,8 тыс. т карбамида	Аммиак, карбамид, аммиачная вода

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

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год основания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2013 г.	Продукция
Ярослав-нефтеоргсинтез	ОАО «Славнефть – ЯНОС»	Ярославль	1958–1961 гг.	15,0 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, сера, серная кислота, парафино-восковая продукция
Мозырский НПЗ	ОАО «Мозырский НПЗ» (доля участия ОАО «НГК «Славнефть» на 31.12.2013 г. – 42,58 %)	Мозырь (Беларусь)	1975 г.	12,0 млн т нефти	Бензины автомобильные, керосин осветительный, дизельное топливо, топливо печное бытовое, топочный мазут, битумы нефтяные, СУГ, вакуумный газойль, бензол нефтяной

Основные проекты Группы Газпром в области переработки углеводородного сырья, производства продукции газо- и нефтехимии

Наименование и цель проекта	Компания	Местоположение	Характер строительства	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Новоуренгойский ГХК Цель – переработка газов дезаанизации конденсата, вырабатываемых на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Новоуренгойский ГХК»	Новый Уренгой	Новое строительство	1 456 тыс. т этансодержащего газа, 400 тыс. т полиэтилена низкой плотности	2017 г.	Ведется монтаж оборудования и трубопроводов.
ГПЗ и гелиевый завод в Амурской области Цель – комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи	ОАО «Газпром»	Амурская область	Новое строительство	Переработка 45,0 млрд м ³ природного газа (с возможностью увеличения до 55,0 млрд м ³) Производство 39,0 млрд м ³ товарного газа, 2,6 млн т этана, 1,8 млн т СУГ, 60,0 млн м ³ гелия	2018 г. (первая очередь)	Принято инвестиционное решение, выполняются проектно-изыскательские работы.
Проекты увеличения глубины переработки нефти на Омском НПЗ						
Комплекс глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и гидродесульфуризации Цель – увеличение производства авиакеросина и дизельного топлива	ОАО «Газпромнефть – Омский НПЗ»	Омск	Новое строительство	2 млн т вакуумного газойля	2018 г.	Завершена стадия предварительного проектирования FEED, ведется разработка рабочей документации.
Комбинированная установка первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ) Цель – замена трех установок первичной переработки нефти, введенных в эксплуатацию в 1960-е гг.			Новое строительство	8,4 млн т углеводородного сырья	2016 г.	Ведется предварительное проектирование FEED.
Установка замедленного коксования Цель – прекращение выпуска мазута и увеличение производства светлых нефтепродуктов и кокса			Новое строительство	2,0 млн т гудрона	2018 г.	Завершена стадия предварительного проектирования FEED, ведется разработка рабочей документации.

Наименование и цель проекта	Компания	Местоположение	Характер строительства	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2013 г.)
Проекты увеличения глубины переработки на Московском НПЗ Комбинированная установка переработки нефти Цель – увеличение объемов переработки, производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива Комплекс глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и флексикокинга Цель – снижение выпуска мазута, увеличение производства светлых нефтепродуктов	ОАО «Газпромнефть – Московский НПЗ»	Москва	Новое строительство	6,0 млн т нефти	2017 г.	Завершена стадия предварительного проектирования FEED, ведется разработка рабочей документации.
			Новое строительство	2,0 млн т вакуумного газойля, 2,0 млн т гудрона	2019 г.	Ведется предварительное проектирование FEED.

Генерирующие мощности Группы Газпром

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Электрические мощности, МВт					
На территории России					
ОАО «Мосэнерго»	11 918	11 900	12 305	12 299	12 262
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	x	193
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»**	x	x	x	x	541
ОАО «ОГК-2»	8 695	8 707	17 869	18 448	17 995
ОАО «ОГК-6»***	9 052	9 162	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	6 313	6 266	6 837	6 870	7 238
Всего	35 978	36 035	37 011	37 617	38 229
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	170	170	170	170	x
ЗАО «АрмРосгазпром» (Армения)	x	x	467	467	467
Всего	170	170	637	637	467
Итого	36 148	36 205	37 648	38 254	38 696
Тепловые мощности, Гкал/ч					
На территории России					
ОАО «Мосэнерго»	34 900	34 852	35 083	35 011	34 809
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	x	17 529
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»**	x	x	x	x	1 619
ОАО «ОГК-2»	1 700	1 649	4 316	4 473	4 474
ОАО «ОГК-6»***	2 700	2 704	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	14 362	14 426	14 616	14 497	14 234
Всего	53 662	53 631	54 015	53 981	72 665
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	894	894	894	894	x
Всего	894	894	894	894	x
Итого	54 556	54 525	54 909	54 875	72 665

* Показатели приведены с момента установления контроля.

** Показатели приведены начиная с 2013 г.

*** В ноябре 2011 г. ОАО «ОГК-6» реорганизовано путем присоединения к ОАО «ОГК-2».

Производство тепла и электроэнергии Группой Газпром

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч					
На территории России					
ОАО «Мосэнерго»	61,7	65,0	64,7	61,3	58,6
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	x	0,4
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»**	x	x	x	x	2,5
ОАО «ОГК-2»	47,2	47,6	79,7	75,2	70,6
ОАО «ОГК-6»***	29,0	34,9	x	x	x
ОАО «ТГК-1»****	x	27,2	28,4	30,4	29,3
Всего	137,9	174,7	172,8	166,9	161,4
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,6	0,4	0,4	0,3	x
ЗАО «АрмРосгазпром»	x	x	x	1,0	1,1
Всего	0,6	0,4	0,4	1,3	1,1
Итого	138,5	175,1	173,2	168,2	162,5
Производство тепла, млн Гкал					
На территории России					
ОАО «Мосэнерго»	65,3	69,9	66,4	68,4	67,6
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	x	7,7
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»**	x	x	x	x	5,1
ОАО «ОГК-2»	2,4	2,4	6,3	6,0	6,8
ОАО «ОГК-6»***	4,4	4,4	x	x	x
ОАО «ТГК-1»****	x	28,8	26,1	26,7	25,3
Всего	72,2	105,5	98,8	101,1	112,5
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,3	1,4	1,4	1,4	x
Всего	1,3	1,4	1,4	1,4	x
Итого	73,4	106,9	100,2	102,5	112,5

* Показатели приведены с момента установления контроля.

** Показатели приведены начиная с 1 января 2013 г.

*** В ноябре 2011 г. ОАО «ОГК-6» реорганизовано путем присоединения к ОАО «ОГК-2».

**** Показатели приведены начиная с 1 января 2010 г.

Основные проекты Группы Газпром в электроэнергетике

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Обязательства по сроку ввода в эксплуатацию*
		Количество/тип блоков	Установленная электрическая мощность	Установленная тепловая мощность	
ОАО «Мосэнерго»					
Строительство энергоблока на территории ТЭЦ-12	Покрытие прогнозного дефицита в этом районе Москвы, замещение морально и физически устаревшего оборудования	1 блок ПГУ	220 МВт	140 Гкал/ч	31.12.2014 г.
Строительство энергоблока на территории ТЭЦ-16	Увеличение установленной мощности электростанции, замена физически изношенного и устаревшего оборудования	1 блок ПГУ	420 МВт	195 Гкал/ч	31.12.2014 г.
Строительство энергоблока на территории ТЭЦ-20	Увеличение установленной мощности электростанции, замена физически изношенного и устаревшего оборудования	1 блок ПГУ	420 МВт	223 Гкал/ч	30.11.2015 г.
Строительство энергоблока на территории ТЭЦ-9	Увеличение электрической мощности станции, повышение экономичности и продление срока использования оборудования	1 блок ГТУ	61,5 МВт	15 Гкал/ч	01.04.2014 г. (введен в срок)
ОАО «ОГК-2»					
Строительство энергоблока на территории Новочеркасской ГРЭС	Инновационный проект строительства энергоблока мощностью 330 МВт на основе технологии циркулирующего кипящего слоя, позволяющей использовать в паровых котлах различные виды топлива, обеспечивает возможность снижения выбросов вредных веществ	1 блок ПСУ	330 МВт	Не предусмотрено проектом	30.11.2015 г.
Строительство угольного энергоблока на территории Троицкой ГРЭС	Устранение энергодефицита в Челябинской обл., сокращение вредных выбросов от существующих энергоблоков, снижение потребления топлива, замена физически устаревшего оборудования	1 блок ПСУ	660 МВт	200 Гкал/ч	30.11.2014 г.
Строительство энергоблока № 9 на территории Серовской ГРЭС	Замена физически изношенной действующей части оборудования станции, снижение вредных выбросов	1 блок ПГУ	420 МВт	Не предусмотрено проектом	30.11.2014 г.
Строительство энергоблока на территории Череповецкой ГРЭС	Обеспечение электроснабжения Череповецкого промышленного узла, экономичности работы оборудования и увеличения отпуска электроэнергии, обеспечение возможности проведения модернизации оборудования первой очереди станции	1 блок ПГУ	420 МВт	Не предусмотрено проектом	30.11.2014 г.
Модернизация угольного энергоблока на территории Рязанской ГРЭС	Выработка паркового и индивидуального ресурсов основных узлов, низкие показатели экономичности и надежности. Осуществление проекта позволит ввести дополнительно 60 МВт мощности	1 блок ПСУ	330 МВт	Не предусмотрено проектом	30.11.2015 г.
Строительство энергоблока №10 на территории Серовской ГРЭС	Замена физически изношенной действующей части оборудования, обеспечение базовых нагрузок в регионе	1 блок ПГУ	420 МВт	135,1 Гкал/ч	01.11.2017 г.
ОАО «ТГК-1»					
Строительство новых газотурбинных установок на территории Центральной ТЭЦ	Повышение энергоэффективности и надежности работы станции, повышение тепловой экономичности	2 ГТУ	2 x 50 МВт	120 Гкал/ч	31.12.2016 г.

* Обязательства Группы Газпром в соответствии с договорами о предоставлении мощности.

Выручка от продажи газа (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
млн руб.					
Россия	494 931	614 702	722 978	740 319	773 993
Дальнее зарубежье	1 105 453	1 099 225	1 439 069	1 525 346	1 687 335
Страны БСС	371 152	450 137	637 178	529 516	423 508
Всего	1 971 536	2 164 064	2 799 225	2 795 181	2 884 836
млн долл.*					
Россия	15 623	20 247	24 633	23 827	24 324
Дальнее зарубежье	34 894	36 206	49 031	49 094	53 027
Страны БСС	11 716	14 827	21 710	17 043	13 309
Всего	62 233	71 280	95 374	89 964	90 661
млн евро*					
Россия	11 215	15 265	17 690	18 536	18 311
Дальнее зарубежье	25 050	27 296	35 211	38 191	39 918
Страны БСС	8 411	11 178	15 590	13 258	10 019
Всего	44 676	53 739	68 491	69 985	68 248

* Данные не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

Средняя цена реализации газа (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Россия					
руб./1 000 м ³	1 885,0	2 345,5	2 725,4	2 964,2	3 393,9
долл.*/1 000 м ³	59,5	77,3	92,9	95,4	106,7
евро*/1 000 м ³	42,7	58,2	66,7	74,2	80,3
Дальнее зарубежье					
руб./1 000 м ³	7 452,1	7 420,7	9 186,6	10 104,4	9 680,1
долл.*/1 000 м ³	235,2	244,4	313,0	325,2	304,2
евро*/1 000 м ³	168,9	184,3	224,8	253,0	229,0
Страны БСС					
руб./1 000 м ³	5 483,7	6 416,5	7 802,1	8 016,4	7 132,8
долл.*/1 000 м ³	173,1	211,3	265,8	258,0	224,2
евро*/1 000 м ³	124,3	159,3	190,9	200,7	168,7

* Данные не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Объем продаж газа в России	262,6	262,1	265,3	249,7	228,1
Объем продаж газа в дальнее зарубежье					
Австрия	5,4	5,6	5,4	5,4	5,2
Бельгия	0,5	0,5	–	–	–
Болгария	2,2	2,3	2,5	2,5	2,9
Босния и Герцеговина	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
Великобритания	11,9	10,7	12,9	11,7	16,6
Венгрия	7,6	6,9	6,3	5,3	6,0
Германия	33,5	35,3	34,1	34,0	41,0
Греция	2,1	2,1	2,9	2,5	2,6
Дания	–	–	–	0,3	0,3
Ирландия	–	–	–	0,3	0,5
Италия	19,1	13,1	17,1	15,1	25,3
Македония	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Нидерланды	4,3	4,3	4,5	2,9	2,9
Польша	9,0	11,8	10,3	13,1	12,9
Румыния	2,5	2,6	3,2	2,5	1,4
Сербия	1,7	2,1	2,1	1,9	2,0
Словакия	5,4	5,8	5,9	4,3	5,5
Словения	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Турция	20,0	18,0	26,0	27,0	26,7
Финляндия	4,4	4,8	4,2	3,7	3,5
Франция	8,3	8,9	8,5	8,2	8,6
Хорватия	1,1	1,1	–	0,0	0,2
Чехия	7,0	9,0	8,2	8,3	7,9
Швейцария	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Другие страны	1,2	2,1	1,3	0,8	1,2
Всего	148,3	148,1	156,6	151,0	174,3
Объем продаж газа в страны БСС					
Армения	1,7	1,4	1,6	1,7	1,7
Беларусь	17,6	21,6	23,3	19,7	19,8
Грузия	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Казахстан	3,1	3,4	3,3	3,7	4,7
Латвия	1,1	0,7	1,2	1,1	1,1
Литва	2,5	2,8	3,2	3,1	2,7
Молдова	3,0	3,2	3,1	3,1	2,4
Украина	37,8	36,5	44,8	32,9	25,8
Узбекистан	–	–	0,3	–	0,3
Эстония	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7
Всего	67,7	70,2	81,7	66,1	59,4
Итого	478,6	480,4	503,6	466,8	461,8

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
млн БТЕ					
Аргентина	–	–	–	–	11 857 948
Великобритания	8 990 893	3 503 605	4 687 821	–	–
ОАЭ	–	–	3 167 990	–	–
Индия	15 848 588	–	18 513 618	14 952 061	6 061 840
Китай	3 308 861	19 647 793	28 336 547	19 674 917	–
Кувейт	–	–	6 378 480	–	–
Республика Корея	9 819 581	19 434 387	16 248 511	9 383 613	25 230 593
Таиланд	–	–	3 069 487	–	–
Тайвань	6 423 000	16 112 520	9 650 190	6 258 140	–
Япония	21 918 550	29 597 630	19 534 192	18 386 878	28 957 880
Всего	66 309 473	88 295 935	109 586 827	68 655 609	72 108 261
Всего, млн т	1,39	1,85	2,3	1,44	1,51
Всего, млрд м³	1,86	2,47	3,07	1,92	2,02

Объемы реализации газа конечным потребителям дочерними обществами Группы Газпром в странах дальнего зарубежья, 2010–2013 гг., млн м³

Страна	Дочернее общество	За год, закончившийся 31 декабря			
		2010	2011	2012	2013
Великобритания		1 633,6	1 959,6	2 437,0	2 682,7
Ирландия	Группа Gazprom Marketing & Trading	590,8	600,9	551,4	350,2
Франция		874,0	492,7	457,7	384,3
Нидерланды		–	–	18,8	31,5
Чехия	Vemex s.r.o.*	409,0	398,0	526,0	390,7
Словакия	Vemex Energo s.r.o.*	–	31,0	40,0	72,6
Всего		3 507,4	3 482,2	4 030,9	3 912,0

* Показатели компании включены в состав общих показателей Группы Газпром до момента потери контроля со стороны Группы в июле 2013 г.

Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа в России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Внутреннее потребление газа в России, млрд м ³	432,2	460,3	473,0	466,1	461,3
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома (без учета технологических нужд ГТС), млрд м ³	332,5	351,7	362,5	360,0	351,7
в т. ч. по проектам на Дальнем Востоке России	–	–	0,4	2,1	2,9
от добычи Группы Газпром	272,1	288,1	290,2	274,7	254,5

Структура продаж газа Группы Газпром в России по группам потребителей, %

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Энергетика*	30	29	28	28	27
Металлургия	7	7	7	5	4
Агрохимия	7	7	7	7	8
Население	19	19	21	21	21
Коммунальный комплекс	12	15	15	16	15
Прочее	25	23	22	23	25
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, руб./1 000 м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Все категории	1 893,5	2 372,7	2 745,1	2 961,3	3 393,0
Промышленность	1 970,0	2 495,3	2 885,0	3 103,7	3 565,7
Население	1 486,4	1 870,0	2 199,6	2 428,9	2 801,4

Газораспределение и газификация в России

	За год, закончившийся 31 декабря, и по состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) <i>Газпрома</i> , тыс. км	611,8	632,7	668,6	689,5	716,1
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО <i>Газпрома</i> , млрд м ³	217,4	225,0	226,2	253,4	248,7
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО <i>Газпрома</i> (природный газ):					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	23,4	23,9	25,7	26,0	26,7
промышленные предприятия, тыс. ед.	18,9	19,7	22,3	21,8	22,6
котельные, тыс. ед.	40,6	41,4	44,1	44,3	44,5
коммунально-бытовые предприятия, тыс. ед.	211,6	218,2	230,0	241,9	255,1
Объем финансирования <i>Газпромом</i> программ газификации, млрд руб.	19,3	25,6	29,1	33,8	33,9
Уровень газификации природным газом*, в т. ч.:	62,4 %	62,9 %	63,1 %	64,4 %	65,3 %
города и поселки городского типа	67,3 %	69,8 %	69,9 %	70,1 %	70,9 %
сельская местность	44,9 %	45,8 %	46,7 %	53,1 %	54,0 %

* Расчет выполнен от жилого фонда, фиксированного по состоянию на 2005 г.

Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки

Реализация нефти, газового конденсата Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Объемы реализации нефти и газового конденсата, млн т					
Россия	9,7	9,8	11,9	10,4	8,4
Дальнее зарубежье	16,1	16,3	13,5	14,8	9,2
Страны БСС	3,3	3,0	3,0	2,5	4,2
Всего	29,1	29,1	28,4	27,7	21,8
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.					
Россия	56 771	74 697	117 710	116 149	95 804
Дальнее зарубежье	131 714	146 959	157 645	204 648	128 007
Страны БСС	26 562	25 988	36 345	30 186	50 115
Всего	215 047	247 644	311 700	350 983	273 926
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн долл.*					
Россия	1 792	2 460	4 011	3 738	3 011
Дальнее зарубежье	4 158	4 841	5 371	6 587	4 023
Страны БСС	838	856	1 238	972	1 575
Всего	6 788	8 157	10 620	11 297	8 609
Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн евро*					
Россия	1 286	1 855	2 880	2 908	2 265
Дальнее зарубежье	2 985	3 649	3 857	5 124	3 027
Страны БСС	602	646	890	756	1 185
Всего	4 873	6 150	7 627	8 788	6 477

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

Реализация продуктов переработки Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Объемы реализации продуктов нефтегазопереработки, млн т					
Россия	24,4	28,7	32,7	36,1	38,4
Дальнее зарубежье	16,5	19,7	18,6	22,6	25,2
Страны БСС	3,3	3,8	4,4	5,2	4,7
Всего	44,2	52,2	55,7	63,9	68,3
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.					
Россия	297 885	412 208	588 262	725 265	820 507
Дальнее зарубежье	206 669	260 835	336 146	393 475	449 669
Страны БСС	35 951	36 042	48 630	73 267	80 557
Всего	540 505	709 085	973 038	1 192 007	1 350 733

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн долл.*					
Россия	9 403	13 577	20 043	23 343	25 786
Дальнее зарубежье	6 523	8 592	11 453	12 664	14 132
Страны БСС	1 135	1 187	1 657	2 358	2 532
Всего	17 061	23 356	33 153	38 365	42 449
Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн евро*					
Россия	6 750	10 236	14 393	18 159	19 407
Дальнее зарубежье	4 683	6 477	8 225	9 852	10 636
Страны БСС	815	895	1 190	1 834	1 905
Всего	12 248	17 608	23 808	29 845	31 947

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

Реализация продуктов переработки, нефте- и газохимии Группой Газпром по видам

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Автомобильный бензин, млн т	9,10	9,81	12,72	12,51	12,69
Дизельное топливо, млн т	11,61	13,19	13,90	15,46	18,28
Авиационное топливо, млн т	2,55	2,77	3,00	3,30	3,76
Мазут топочный, млн т	7,68	9,47	10,67	10,53	10,27
Масла, млн т	0,36	0,40	0,44	0,38	0,48
СУГ, млн т	2,84	3,16	3,17	3,49	3,66
Сера, млн т	3,69	6,45	5,49	5,71	5,00
Гелий газообразный, млн м ³	4,86	4,86	3,51	2,74	3,01
Гелий жидкий, млн л	–	–	–	3,02	0,75
Минеральные удобрения, млн т	–	–	–	0,43	0,46
Полимеры, млн т	0,12	–	–	0,14	0,13
Прочие продукты переработки, нефте- и газохимии, млн т	6,25	6,97	6,34	11,90	13,54

Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа

Объемы продажи электроэнергии и тепла генерирующими компаниями Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Реализация электроэнергии, млрд кВт·ч					
ОАО «Мосэнерго»	63,4	66,3	70,1	65,8	61,7
ОАО «МОЭК»**	x	x	x	x	0,4
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»***	x	x	x	x	2,3
ОАО «ОГК-2»	49,7	53,2	84,6	79,9	75,3
ОАО «ОГК-6»****	34,0	39,9	x	x	x
ОАО «ТГК-1»*****	x	32,0	32,9	35,0	33,7
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,56	0,44	0,37	0,32	x
ЗАО «АрмРосгазпром» (Армения)	x	x	0,0	0,9	1,0
Реализация тепла, млн Гкал					
ОАО «Мосэнерго»	65,8	70,3	66,8	68,7	52,1*
ОАО «МОЭК»**	x	x	x	x	23,2*
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»***	x	x	x	x	5,1
ОАО «ОГК-2»	2,3	2,3	6,1	6,1	6,5
ОАО «ОГК-6»****	4,2	4,2	x	x	x
ОАО «ТГК-1»*****	x	25,7	24,2	24,6	25,7
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,25	1,36	1,24	1,37	x

* Без учета внутригруппового оборота между ОАО «Мосэнерго» и ОАО «МОЭК» в IV кв. 2013 г.

** Показатели приведены с момента установления контроля.

*** Показатели приведены начиная с 1 января 2013 г.

**** ОАО «ОГК-6» реорганизовано путем присоединения к ОАО «ОГК-2».

***** Показатели приведены начиная 1 января 2010 г.

Выручка от продажи электрической и тепловой энергии (за вычетом НДС)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
млн руб.					
Россия	191 334	290 659	331 526	323 997	362 988
Дальнее зарубежье	126	3 326	7 878	11 186	10 983
Страны БССТ	3 706	3 476	3 469	5 586	2 191
Всего	195 166	297 461	342 873	340 769	376 162
млн долл.*					
Россия	6 040	9 574	11 296	10 428	11 408
Дальнее зарубежье	4	110	268	360	345
Страны БССТ	117	114	118	180	69
Всего	6 161	9 798	11 682	10 968	11 822
млн евро*					
Россия	4 336	7 218	8 111	8 112	8 587
Дальнее зарубежье	3	83	193	280	260
Страны БССТ	84	86	85	140	52
Всего	4 423	7 387	8 389	8 532	8 899

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

Оказание услуг по транспортировке газа

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Оказание услуг по транспортировке газа компаниям, не входящим в Группу Газпром, млрд м ³	66,5	72,6	81,5	95,8	111,4
в т. ч. российский газ, млрд м ³	59,3	64,5	72,8	86,9	104,3
Выручка от продажи услуг по транспортировке газа (за вычетом НДС)					
млн руб.	47 029	62 053	79 239	90 886	126 942
млн долл.*	1 485	2 044	2 700	2 925	3 989
млн евро*	1 066	1 541	1 939	2 276	3 003

* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.

Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т	3 391,1	3 225,3	3 124,2	3 410,9	3 076,4
в т. ч.:					
оксид углерода	645,8	666,8	687,2	1 031,9	653,4
оксиды азота	335,3	377,4	372,6	378,3	352,9
диоксид серы	249,1	296,1	260,9	310,0	296,9
углеводороды (включая метан)	1 859,8	1 589,1	1 491,1	1 606,6	1 534,0
Сброс сточных вод, млн м³	5 336,3	5 701,0	5 300,7	4 931,2	4 440,9
в т. ч.:					
в поверхностные водные объекты	5 175,9	5 364,1	5 257,7	4 893,0	4 389,9
из них нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	5 031,3	5 348,9	5 096,2	4 691,6	4 227,9
Образование отходов, тыс. т	5 210,8	5 600,3	4 973,8	5 226,6	4 693,7
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	12,6	9,8	11,6	9,7	14,0

Затраты на охрану окружающей среды по Группе Газпром, млн руб.

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Текущие эксплуатационные затраты	10 376,5	10 289,8	11 232,7	18 354,7	20 328,1
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	x	x	x	3 849,5	8 021,9
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	962,7	1 243,2	2 571,8	2 444,6	3 106,5
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	1 218,4	1 234,4	1 017,2	1 563,1	2 952,5
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	6 323,6	7 744,4	9 785,7	12 885,8	24 947,9
Всего	18 881,2	20 511,8	24 607,4	39 097,7	59 356,9

Энергосбережение ОАО «Газпром» и его основных дочерних обществ со 100 % участием

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Природный газ					
млн м ³	2 179,3	2 307,7	2 390,2	1 807,0	1 922,3
тыс. т у. т.	2 484,4	2 630,8	2 724,8	2 060,0	2 191,4
Электроэнергия					
млн кВт·ч	171,6	181,6	194,1	255,4	293,4
тыс. т у. т.	55,8	59,0	63,1	83,0	95,4
Тепловая энергия					
тыс. Гкал	180,4	200,2	102,9	241,8	217,9
тыс. т у. т.	25,8	28,6	14,7	34,5	31,1
Всего*, тыс. т у. т.	2 566,0	2 718,4	2 802,6	2 177,5	2 317,9

* Не включает экономию прочих топливно-энергетических ресурсов.

НИОКР, выполненные по заказу
Группы Газпром (без НДС),
млрд руб.

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Объем НИОКР	7,4	7,0	7,9	7,7	6,8

Структура персонала Группы Газпром

	По состоянию на 31 декабря				
	2009	2010	2011	2012	2013
Списочная численность работников Группы, тыс. человек					
ОАО «Газпром»	17,3	20,7	22,1	23,3	24,1
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	216,8	217,1	219,3	222,5	228,6
Группа Газпром нефть	65,2	62,5	57,6	58,6	62,8
Газпром энергохолдинг	31,5	25,9	27,7	26,5	50,8
Газпром нефтехим Салават	x	x	x	15,6	16,2
Прочие дочерние общества	62,8	74,4	77,7	84,7	77,0
Всего	393,6	400,6	404,4	431,2	459,5
в т. ч. по категориям:					
руководители	12,3 %	12,2 %	12,8 %	13,0 %	13,4 %
специалисты	23,5 %	24,3 %	25,4 %	25,8 %	26,3 %
рабочие	61,6 %	59,4 %	57,6 %	56,9 %	55,8 %
другие служащие	2,6 %	4,1 %	4,2 %	4,3 %	4,5 %
в т. ч. по возрастным группам:					
до 30 лет	18,7 %	18,3 %	18,7 %	19,2 %	19,0 %
от 30 до 40 лет	26,6 %	27,3 %	27,4 %	27,8 %	28,3 %
от 40 до 50 лет	30,6 %	29,8 %	29,0 %	27,8 %	27,0 %
50 лет и старше	24,1 %	24,6 %	24,9 %	25,2 %	25,7 %

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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 млн БТЕ	0,028 тыс. м ³ 0,02 т СПГ
1 тыс. м ³ природного газа	5,89 барр. н. э.

Условные обозначения

Знак	Значение
x	Данные не могут быть приведены
–	Явление отсутствует
0,0	Менее, чем 0,05

Глоссарий основных понятий и сокращений

Термины и сокращения	Описание
АДР ОАО «Газпром»	Американская депозитарная расписка, выпущенная на акции ОАО «Газпром». До апреля 2011 г. эквивалентна четырем обыкновенным акциям ОАО «Газпром». Начиная с апреля 2011 г. одна АДР предоставляет право на две обыкновенные акции ОАО «Газпром».
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БСС	Бывшие республики Союза Советских Социалистических Республик, кроме Российской Федерации
БТЕ	Британская тепловая единица
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	Газо- и/или конденсатоперерабатывающий завод
ГРО	Газораспределительная организация
ГРР	Геолого-разведочные работы
Группа Газпром, Группа, Газпром	Совокупность компаний, состоящая из ОАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних обществ.
ГТС	Газотранспортная система
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран БСС
ДКГЛ	Дистиллят газового конденсата легкий
Доллары, долл.	Доллары США
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
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % 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 Краснодар», ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», ООО «Газпром ПХГ»; а также ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества, ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (до момента его вхождения в Группу Газпром нефть в октябре 2011 г.), ООО «Газпром добыча шельф», ООО «Газпром нефть шельф», ОАО «Камчатгазпром».
ПГФ	Пентан-гексановая фракция
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПХГ	Подземное хранилище газа
Реализация Группой Газпром углеводородов и продуктов их переработки	Реализация Группой Газпром углеводородов и продуктов их переработки – объемы газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки, реализуемых потребителям рассматриваемого рынка сбыта без учета внутригрупповых продаж. Учитываются все объемы углеводородов и продуктов их переработки, реализуемые Группой Газпром, как от собственной добычи/производства, так и закупленные у сторонних компаний.
Рубль, руб.	Российский рубль

Термины и сокращения	Описание
СПГ	Сжиженный природный газ
Среднесуточная добыча	Рассчитывается исходя из количества календарных дней в году.
СРП	Соглашение о разделе продукции
Стандарты PRMS	Международная классификация и оценка запасов углеводородов по стандартам PRMS («Система управления углеводородными ресурсами»).
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
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
ЩФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов

