

# Сила в развитии





## Примечания

Справочник «Газпром в цифрах 2010–2014» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2015 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.

Аналогично под терминами *Группа Газпром нефть* и *Газпром нефть* подразумеваются 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 «компания, 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*, подготовленной согласно требованиям российского законодательства (далее — сводная бухгалтерская отчетность по РСБУ) / консолидированной финансовой отчетности *Группы Газпром*, подготовленной в соответствии с МСФО (далее — консолидированная финансовая отчетность по МСФО), и (или) в отношении совокупности компаний *Группы Газпром*, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности *Группы Газпром* по РСБУ / консолидированной финансовой отчетности *Группы Газпром* по МСФО. 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, а также в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью *Группы Газпром* по МСФО. Валютой 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*.



# Содержание

4	Газпром в энергетике России и мира
5	Финансовые показатели
7	Макроэкономические данные
8	Рыночные индикаторы
10	Запасы
23	Лицензии
26	Добыча
32	Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности в России
36	Перспективные месторождения на территории России
40	Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности на территории зарубежных стран
58	Транспортировка
60	Газотранспортные проекты и проекты производства СПГ
64	Подземное хранение газа
70	Переработка углеводородов и производство продукции переработки
77	Производство тепла и электроэнергии
80	Реализация газа
86	Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки
89	Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа
91	Экология, энергосбережение, НИОКР
92	Персонал
93	Коэффициенты пересчета, условные обозначения
94	Глоссарий основных понятий и сокращений

	За период и по состоянию на конец года				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности</b>					
Запасы газа*	17,6 %	18,3 %	18,3 %	16,6 %	16,8 %
Добыча газа*	14,8 %	14,5 %	13,6 %	13,5 %	12,1 %
<b>Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России</b>					
Контролируемые российские запасы газа	68,7 %	71,8 %	72,0 %	72,3 %	72,3 %
Добыча газа**	78,1 %	76,5 %	74,4 %	72,9 %	69,1 %
Добыча нефти и газового конденсата**	8,6 %	8,7 %	8,9 %	9,3 %	9,4 %
Переработка природного газа и ПНГ**	49,9 %	48,6 %	47,6 %	45,0 %	42,7 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	16,5 %	17,2 %	18,8 %	19,4 %	18,9 %
Выработка электроэнергии**	16,9 %	16,9 %	16,2 %	15,3 %	14,6 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов на территории России, тыс. км	161,7	164,7	168,3	168,9	170,7
* Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу CEDIGAZ и ОАО «Газпром». Данные международной статистики по добыче приведены к российским стандартным условиям с применением коэффициента 1,07.					
** Рассчитано на основе данных Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК» и ОАО «Газпром».					

Основные финансовые показатели и коэффициенты Группы Газпром

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Выручка от продаж, млн руб.	3 661 699	4 735 822	5 002 902	5 247 300	5 660 975
Прибыль от продаж, млн руб.	1 161 832	1 624 760	1 356 604	1 429 674	1 343 742
Чистый (убыток)/прибыль, млн руб.	771 242	995 371	745 722	811 375	(136 849)
Объем капитальных вложений, млн руб.	896 130	1 336 913	1 200 151	1 131 071	1 084 862

\* Показатели за 2010, 2011, 2012 и 2013 гг. могут отличаться от аналогичных показателей, приведенных в Годовых отчетах за прошлые годы, по причине изменений сопоставимых данных в бухгалтерской отчетности.

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Показатели отчета о прибылях и убытках</b>					
Выручка от продаж, млн руб.	3 597 054	4 637 090	4 766 495	5 249 965	5 589 811
Операционные расходы, млн руб.	2 440 777	2 942 181	3 421 847	3 600 908	3 943 669
Прибыль от продаж, млн руб.	1 113 822	1 656 843	1 350 677	1 587 209	1 310 424
Приведенный показатель EBITDA, млн руб.	1 363 778	1 930 533	1 645 921	2 009 475	1 962 558
Прибыль за год, млн руб.	997 993	1 342 442	1 252 415	1 165 705	157 192
Базовая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ОАО «Газпром», руб.	42,20	56,95	53,35	49,64	6,93
<b>Показатели бухгалтерского баланса</b>					
Общий долг, млн руб.	1 315 448	1 540 162	1 500 592	1 801 928	2 688 824
Чистый долг, млн руб.	870 993	1 034 941	1 071 214	1 112 798	1 650 633
Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	6 249 751	7 463 571	8 170 733	9 319 590	9 816 558
<b>Показатели отчета о движении денежных средств</b>					
Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб.	1 460 116	1 637 450	1 472 779	1 741 804	1 915 769
Капитальные вложения, млн руб.	1 042 642	1 553 118	1 349 114	1 397 195	1 262 140
Коэффициент самофинансирования	140 %	105 %	109 %	125 %	152 %
<b>Коэффициенты рентабельности</b>					
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	31 %	36 %	28 %	30 %	23 %
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	38 %	42 %	35 %	38 %	35 %
Рентабельность прибыли за год	28 %	29 %	26 %	22 %	3 %
Рентабельность активов	12 %	14 %	11 %	10 %	1 %
Рентабельность акционерного (собственного) капитала	17 %	20 %	16 %	13 %	2 %
Рентабельность используемого (привлеченного) капитала	11 %	15 %	11 %	11 %	8 %
Рентабельность инвестированного капитала	15 %	16 %	15 %	11 %	1 %
<b>Коэффициенты общего и чистого долга</b>					
Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доли участия	20 %	20 %	18 %	19 %	27 %
Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	17 %	17 %	15 %	16 %	21 %
Отношение общего долга к общим активам	14 %	14 %	13 %	13 %	18 %
Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA	0,96	0,80	0,91	0,90	1,37
Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA	0,64	0,54	0,65	0,55	0,84

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Коэффициенты ликвидности</b>					
Коэффициент текущей ликвидности	1,85	1,71	1,62	2,06	1,86
Коэффициент быстрой ликвидности	2,35	1,43	1,37	2,15	2,26
<b>Прочие коэффициенты</b>					
Коэффициент EV / EBITDA	4,3	2,60	2,50	2,07	2,68
Коэффициент P / E	5,1	3,1	2,5	2,7	22,7
Коэффициент P / S	1,4	0,9	0,6	0,6	0,6

Показатель*	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2010	2011	2012	2013	2014
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	8,8 %	6,1 %	6,6 %	6,5 %	11,4 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	16,7 %	12,0 %	5,1 %	3,7 %	5,9 %
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	4,3 %	3,4 %	-5,5 %	-2,4 %	-16,2 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к доллару (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	9,7 %	8,8 %	-2,7 %	2,7 %	-11,1 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	30,36	29,35	31,07	31,82	37,97
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	30,48	32,20	30,37	32,73	56,26
Номинальное удорожание/девальвация обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	9,6 %	-1,5 %	2,3 %	-5,5 %	-16,2 %
Реальное удорожание обменного курса рубля к евро (на конец периода к декабрю предыдущего года)	%	15,5 %	4,1 %	4,9 %	-0,8 %	-10,3 %
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	40,27	40,87	39,94	42,27	50,46
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	40,33	41,67	40,23	44,97	68,34
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	92,54	106,51	109,99	110,28	55,98
Цена нефти Urals (среднее CIF MED/RDAM)**	долл./барр.	90,27	104,29	108,09	109,10	53,40
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	79,50	111,26	111,67	108,66	98,95
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED/RDAM)**	долл./барр.	78,28	109,10	110,37	107,71	96,94

\* 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				
		2010	2011	2012	2013	2014
<b>Цена за акцию на ММВБ</b>						
на конец года	руб.	193,62	171,37	143,91	138,75	130,31
минимальная за год	руб.	142,84	143,03	137,18	107,17	117,87
максимальная за год	руб.	197,34	243,93	199,69	158,00	153,25
<b>Цена за АDR* на ЛФБ</b>						
на конец года	долл.	25,25	10,66	9,46	8,55	4,65
минимальная за год	долл.	18,06	8,74	8,7	6,48	3,73
максимальная за год	долл.	26,64	17,40	13,53	9,82	9,06
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.	22 951	22 948	22 950	22 951	22 951
Кол-во обыкновенных акций в собственности дочерних обществ ОАО «Газпром» на конец года	млн шт.	723	726	724	723	723
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	150,9	122,6	111,6	99,9	54,8
изменение к прошлому году	%	4,4 %	-18,8 %	-9,0 %	-10,5 %	-45,1 %
Индекс ММВБ	пункты	1 688	1 402	1 475	1 504	1 397
изменение к прошлому году	%	23,2 %	-16,9 %	5,2 %	2,0 %	-7,1 %
Индекс РТС	пункты	1 770	1 382	1 527	1 443	791
изменение к прошлому году	%	22,5 %	-21,9 %	10,5 %	-5,5 %	-45,2 %
Среднедневной объем ММВБ	млн акций	56,4	74,6	39,4	43,9	52,5
Среднедневной объем ЛФБ	млн АDR*	13,7	43,2	32,1	25,0	27,6
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	3,85	8,97	5,99	7,20	7,20
<b>Структура акционерного капитала</b>						
Доля, контролируемая Российской Федерацией****						
Федеральным агентством по управлению государственным имуществом	%	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %
ОАО «Роснефтегаз»	%	10,74 %	10,74 %	10,74 %	10,97 %	10,97 %
ОАО «Росгазификация»	%	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %
Владельцы АDR*****	%	27,57 %	28,35 %	26,96 %	25,78 %	28,05 %
Прочие зарегистрированные лица	%	22,43 %	21,65 %	23,04 %	23,99 %	21,72 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

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

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

\*\*\* За 2014 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

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

\*\*\*\*\* Банк-эмитент АDR под акции ОАО «Газпром» — The Bank of New York Mellon.



### 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 С<sub>1</sub>, предварительно оцененные запасы — категорией С<sub>2</sub>, перспективные ресурсы — категорией С<sub>3</sub>, прогнозные ресурсы — категориями D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>.

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 С<sub>1</sub> 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 С<sub>1</sub> 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. Доказан-

ные 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» запасы по стандартам SEC. Эксперты SEC не предоставили четких указаний по поводу того, могут ли в данных обстоятельствах эти извлекаемые запасы рассматриваться как доказанные в соответствии со стандартами SEC.

## Запасы углеводородов Группы Газпром на территории Российской Федерации

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

### Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
По категориям A+B+C <sub>1</sub>	33 052,3	35 046,9	35 143,5	35 669,3	36 074,8
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	93 %	90 %	94 %	93 %	94 %
Доказанные	18 991,3	19 212,6	19 114,1	18 921,7	18 877,1
Вероятные	3 529,0	3 631,5	4 251,0	4 322,3	4 610,6
Доказанные и вероятные	22 520,3	22 844,1	23 365,1	23 244,0	23 487,7
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
По категориям A+B+C <sub>1</sub>	1 284,8	1 395,5	1 382,9	1 381,2	1 443,9
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	86 %	83 %	89 %	89 %	92 %
Доказанные	572,1	605,2	633,8	638,8	642,3
Вероятные	147,2	152,6	174,9	193,6	206,3
Доказанные и вероятные	719,3	757,8	808,7	832,4	848,6
<b>Нефть, млн т</b>					
По категориям A+B+C <sub>1</sub>	1 732,9	1 767,3	1 778,1	1 814,6	1 850,9
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	90 %	89 %	88 %	88 %	90 %
Доказанные	717,4	723,9	713,9	739,4	731,5
Вероятные	464,5	492,2	523,8	514,8	478,7
Доказанные и вероятные	1 181,9	1 216,1	1 237,7	1 254,2	1 210,2
<b>Текущая приведенная стоимость доказанных и вероятных запасов*, млрд долл.</b>	269,6	299,2	279,6	299,6	309,6

\* 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				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млн т у. т.</b>					
По категориям A+B+C <sub>1</sub>	38 142,4	40 444,1	40 555,6	41 162,4	41 630,3
Доказанные	21 915,9	22 171,3	22 057,6	21 835,7	21 784,2
Вероятные	4 072,5	4 190,8	4 905,7	4 987,9	5 320,6
Доказанные и вероятные	25 988,4	26 362,1	26 963,3	26 823,6	27 104,8
<b>Газовый конденсат, млн т у. т.</b>					
По категориям A+B+C <sub>1</sub>	1 837,3	1 995,6	1 977,5	1 975,1	2 064,8
Доказанные	818,1	865,4	906,3	913,5	918,5
Вероятные	210,5	218,3	250,1	276,8	295,0
Доказанные и вероятные	1 028,6	1 083,7	1 156,4	1 190,3	1 213,5

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Нефть, млн т у. т.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	2 478,0	2 527,2	2 542,7	2 594,9	2 646,8
Доказанные	1 025,9	1 035,2	1 020,9	1 057,3	1 046,0
Вероятные	664,2	703,8	749,0	736,2	684,5
Доказанные и вероятные	1 690,1	1 739,0	1 769,9	1 793,5	1 730,5
<b>Всего, млн т у. т.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	42 457,7	44 966,9	45 075,8	45 732,4	46 341,9
Доказанные	23 759,9	24 071,9	23 984,8	23 806,4	23 748,7
Вероятные	4 947,2	5 112,9	5 904,8	6 000,9	6 300,1
Доказанные и вероятные	28 707,1	29 184,8	29 889,6	29 807,4	30 048,8

## Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млн барр. н. э.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	194 678,0	206 426,2	206 995,2	210 092,2	212 480,6
Доказанные	111 858,8	113 162,2	112 582,0	111 448,8	111 186,1
Вероятные	20 785,8	21 389,5	25 038,4	25 458,4	27 156,4
Доказанные и вероятные	132 644,6	134 551,7	137 620,4	136 907,2	138 342,5
<b>Газовый конденсат, млн барр. н. э.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	10 509,7	11 415,2	11 312,1	11 298,2	11 811,1
Доказанные	4 679,8	4 950,5	5 184,5	5 225,4	5 254,0
Вероятные	1 204,1	1 248,3	1 430,7	1 583,6	1 687,5
Доказанные и вероятные	5 883,9	6 198,8	6 615,2	6 809,0	6 941,5
<b>Нефть, млн барр. н. э.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	12 702,2	12 954,3	13 033,5	13 301,0	13 567,1
Доказанные	5 258,5	5 306,2	5 232,8	5 419,8	5 361,9
Вероятные	3 404,8	3 607,8	3 839,5	3 773,5	3 508,9
Доказанные и вероятные	8 663,3	8 914,0	9 072,3	9 193,3	8 870,8
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>					
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	217 889,9	230 795,7	231 340,8	234 691,4	237 858,8
Доказанные	121 797,1	123 418,9	122 999,3	122 094,0	121 802,0
Вероятные	25 394,7	26 245,6	30 308,6	30 815,5	32 352,8
Доказанные и вероятные	147 191,8	149 664,5	153 307,9	152 909,5	154 154,8

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции), 2012–2014 гг.:

### Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	35 169,8	35 696,6	36 101,4
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	94 %	93 %	94 %
Доказанные	19 133,0	18 939,34	18 894,76
Вероятные	4 254,0	4 325,19	4 615,98
Доказанные и вероятные	23 387,0	23 264,53	23 510,74
<b>Газовый конденсат, млн т</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	1 386,1	1 384,4	1 447,0
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	89 %	92 %
Доказанные	633,8	638,77	642,28
Вероятные	174,9	193,61	206,33
Доказанные и вероятные	808,7	832,38	848,61
<b>Нефть, млн т</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	1 992,2	2 019,0	2 053,1
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	89 %	91 %
Доказанные	819,5	834,80	830,49
Вероятные	588,8	572,40	543,89
Доказанные и вероятные	1 408,3	1 407,20	1 374,38
Текущая приведенная стоимость доказанных и вероятных запасов*, млрд долл.	287,0	305,0	316,3

\* 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		
	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млн т у. т.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	40 585,9	41 193,9	41 661,0
Доказанные	22 079,5	21 856,0	21 804,6
Вероятные	4 909,1	4 991,3	5 326,8
Доказанные и вероятные	26 988,6	26 847,3	27 131,4
<b>Газовый конденсат, млн т у. т.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	1 982,1	1 979,7	2 069,2
Доказанные	906,3	913,4	918,5
Вероятные	250,1	276,9	295,1
Доказанные и вероятные	1 156,4	1 190,3	1 213,6

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Нефть, млн т у. т.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	2 848,8	2 887,2	2 935,9
Доказанные	1 171,9	1 193,8	1 187,6
Вероятные	842,0	818,5	777,8
Доказанные и вероятные	2 013,9	2 012,3	1 965,4
<b>Всего, млн т у. т.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	45 416,8	46 060,8	46 666,1
Доказанные	24 157,7	23 963,2	23 910,7
Вероятные	6 001,2	6 086,7	6 399,7
Доказанные и вероятные	30 158,9	30 049,9	30 310,4

## Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млн барр. н. э.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	207 150,1	210 253,0	212 637,2
Доказанные	112 693,4	111 552,7	111 290,1
Вероятные	25 056,1	25 475,4	27 188,1
Доказанные и вероятные	137 749,5	137 028,1	138 478,2
<b>Газовый конденсат, млн барр. н. э.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	11 338,3	11 324,4	11 836,5
Доказанные	5 184,5	5 225,1	5 253,8
Вероятные	1 430,7	1 583,8	1 687,8
Доказанные и вероятные	6 615,2	6 808,9	6 941,6
<b>Нефть, млн барр. н. э.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	14 602,8	14 799,3	15 049,2
Доказанные	6 006,9	6 119,1	6 087,5
Вероятные	4 315,9	4 195,7	3 986,7
Доказанные и вероятные	10 322,8	10 314,8	10 074,2
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>			
По категориям А+В+С <sub>1</sub>	233 091,2	236 376,7	239 522,9
Доказанные	123 884,8	122 896,9	122 631,4
Вероятные	30 802,7	31 254,9	32 862,6
Доказанные и вероятные	154 687,5	154 151,8	155 494,0

### Движение запасов углеводородов Группы Газпром категорий А+В+С<sub>1</sub> в России

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

	Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
<b>Запасы на 31.12.2010 г.</b>	<b>33 052,3</b>	<b>1 284,8</b>	<b>1 732,9</b>
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
<b>Запасы на 31.12.2011 г.</b>	<b>35 046,9</b>	<b>1 395,5</b>	<b>1 767,3</b>
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	-	-	0,4
Выбытие активов	-	-	-13,1
Переоценка	-185,8	-28,6	-1,4
Добыча (включая потери)	-485,6	-9,3	-33,0
<b>Запасы на 31.12.2012 г.</b>	<b>35 143,5</b>	<b>1 382,9</b>	<b>1 778,1</b>
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
<b>Запасы на 31.12.2013 г.</b>	<b>35 669,3</b>	<b>1 381,2</b>	<b>1 814,6</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	822,5	114,2	22,3
Передача запасов, разведанных в 2014 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	-91,1	-6,9	2,3
Получение лицензий, в т. ч.:	182,3	2,8	5,8
по факту открытия***	-	-	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-

	Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
Сдача лицензий	–	–	–0,1
Приобретение активов	–	–	–
Выбытие активов	–	–	–
Переоценка	–66,0	–37,0	41,1
Добыча (включая потери)	–442,2	–10,4	–35,1
<b>Запасы на 31.12.2014 г.</b>	<b>36 074,8</b>	<b>1 443,9</b>	<b>1 850,9</b>

\* Изменение запасов газового конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C<sub>g</sub>). 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.

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции), 2013–2014 гг.:

	Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
<b>Запасы на 31.12.2012 г.</b>	<b>35 169,8</b>	<b>1 386,1</b>	<b>1 992,2</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	647,8	5,4	48,2
Передача запасов, разведанных в 2013 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	–137,2	–1,9	–1,4
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	0,5	–
Выбытие активов	–	–	–
Переоценка	5,6	1,2	22,3
Добыча (включая потери)	–487,2	–10,5	–42,3
<b>Запасы на 31.12.2013 г.</b>	<b>35 696,6</b>	<b>1 384,4</b>	<b>2 019,0</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	822,5	114,2	24,7
Передача запасов, разведанных в 2014 г., в нераспределенный фонд недр России**, приобретение с баланса других компаний	–91,1	–6,9	2,3
Получение лицензий, в т. ч.:	182,3	2,8	5,8
по факту открытия***	–	–	–
по решению Правительства России без проведения конкурса	–	–	–
Сдача лицензий	–	–	–0,1
Приобретение активов	–	–	–
Выбытие активов	–	–	–
Переоценка	–66,0	–37,0	44,7
Добыча (включая потери)	–442,9	–10,5	–43,3
<b>Запасы на 31.12.2014 г.</b>	<b>36 101,4</b>	<b>1 447,0</b>	<b>2 053,1</b>

\* Изменение запасов газового конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C<sub>g</sub>). 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 природного газа ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром  
на территории Российской Федерации, млрд м<sup>3</sup>**

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*</b>					
Доказанные	18 029,4	18 208,1	18 133,7	18 036,7	18 023,7
Вероятные	3 420,6	3 505,7	4 068,2	4 072,4	4 303,7
Доказанные и вероятные	21 450,0	21 713,8	22 201,9	22 109,1	22 327,4
<b>ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %
Доказанные	118,9	147,2	193,8	216,7	223,5
Вероятные	98,1	106,4	133,1	111,3	168,3
Доказанные и вероятные	217,0	253,6	326,9	328,0	391,8
<b>ЗАО «Пургаз»</b>					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	51 %	51 %	51 %	51 %	51 %
Доказанные	191,3	188,0	172,9	158,3	145,0
Вероятные	3,9	12,8	12,9	12,9	12,9
Доказанные и вероятные	195,2	200,8	185,8	171,2	157,9
<b>ОАО «Севернефтегазпром»</b>					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	50,001 %	50,001 %	50,001 %	50,001 %	50,001 %
Доказанные	651,7	669,3	613,7	510,0	484,9
Вероятные	6,4	6,6	36,8	125,7	125,7
Доказанные и вероятные	658,1	675,9	650,5	635,7	610,6
<b>Всего</b>					
Доказанные	18 991,3	19 212,6	19 114,1	18 921,7	18 877,1
Вероятные	3 529,0	3 631,5	4 251,0	4 322,3	4 610,6
Доказанные и вероятные	22 520,3	22 844,1	23 365,1	23 244,0	23 487,7

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

### Запасы газового конденсата ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации, млн т

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*</b>					
Доказанные	572,1	605,2	633,8	634,4	637,3
Вероятные	147,2	152,6	174,9	190,3	202,8
Доказанные и вероятные	719,3	757,8	808,7	824,7	840,1
<b>ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %
Доказанные**	x	x	x	4,4	5,0
Вероятные**	x	x	x	3,3	3,5
Доказанные и вероятные**	x	x	x	7,7	8,5
<b>Всего</b>					
Доказанные	572,1	605,2	633,8	638,8	642,3
Вероятные	147,2	152,6	174,9	193,6	206,3
Доказанные и вероятные	719,3	757,8	808,7	832,4	848,6

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

\*\* До оценки, подготовленной по состоянию на 31 декабря 2013 г., запасы газового конденсата ОАО «Газпром нефть» и его дочерних обществ учитывались в запасах нефти.

### Запасы нефти ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации, млн т

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*</b>					
Доказанные	82,9	57,3	59,0	55,5	55,6
Вероятные	179,1	171,2	105,0	121,0	45,9
Доказанные и вероятные	262,0	228,5	164,0	176,5	101,5
<b>ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доля принадлежащих Группе обыкновенных акций	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %	95,68 %
Доказанные	634,5	666,6	654,9	683,9	675,9
Вероятные	285,4	321,0	418,8	393,8	432,8
Доказанные и вероятные	919,9	987,6	1 073,7	1 077,7	1 108,7
<b>Всего</b>					
Доказанные	717,4	723,9	713,9	739,4	731,5
Вероятные	464,5	492,2	523,8	514,8	478,7
Доказанные и вероятные	1 181,9	1 216,1	1 237,7	1 254,2	1 210,2

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

**Распределение запасов углеводородов категорий А+В+С<sub>1</sub> ОАО «Газпром»  
и дочерних обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации**

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Уральский ФО	23 566,8	23 401,1	23 143,5	22 455,1	22 030,7
Северо-Западный ФО	89,3	88,2	87,4	87,0	85,8
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 545,4	2 523,1	2 510,5	2 499,0	2 997,4
Приволжский ФО	751,3	735,4	717,8	696,2	684,1
Сибирский ФО	308,3	1 668,1	1 711,9	1 729,2	1 911,6
Дальневосточный ФО	456,6	1 106,2	1 181,0	1 197,2	1 197,2
Шельф	5 334,6	5 524,8	5 791,4	7 005,6	7 168,0
<b>Всего</b>	<b>33 052,3</b>	<b>35 046,9</b>	<b>35 143,5</b>	<b>35 669,3</b>	<b>36 074,8</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	724,0	730,5	713,8	712,4	675,7
Северо-Западный ФО	20,8	20,7	20,6	20,6	20,5
Южный и Северо-Кавказский ФО	380,6	377,4	374,3	371,4	447,4
Приволжский ФО	57,4	57,1	57,3	56,9	56,5
Сибирский ФО	21,2	89,9	89,7	88,3	89,5
Дальневосточный ФО	6,9	25,2	26,4	27,3	27,3
Шельф	73,9	94,7	100,8	104,3	127,0
<b>Всего</b>	<b>1 284,8</b>	<b>1 395,5</b>	<b>1 382,9</b>	<b>1 381,2</b>	<b>1 443,9</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	1 400,1	1 400,3	1 419,8	1 445,0	1 454,2
Северо-Западный ФО	17,3	17,3	4,8	4,8	4,8
Южный и Северо-Кавказский ФО	10,6	7,4	7,3	8,0	7,9
Приволжский ФО	144,5	153,8	156,2	159,1	159,9
Сибирский ФО	61,9	86,0	87,5	92,9	102,5
Дальневосточный ФО	51,1	55,1	55,1	57,4	57,6
Шельф	47,4	47,4	47,4	47,4	64,0
<b>Всего</b>	<b>1 732,9</b>	<b>1 767,3</b>	<b>1 778,1</b>	<b>1 814,6</b>	<b>1 850,9</b>

### Запасы углеводородов категорий А+В+С<sub>1</sub> зависимых обществ / ассоциированных компаний и совместных предприятий на территории Российской Федерации в доле, приходящейся на Группу Газпром

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

#### Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	488,8	717,4	758,5	878,9	998,4
Газовый конденсат, млн т	39,5	60,1	65,1	83,3	100,1
Нефть, млн т	586,5	728,6	732,2	746,4	777,7

#### Условное топливо

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный газ, млн т у. т.	564,1	827,9	875,3	1 014,3	1 152,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	56,5	85,9	93,1	119,1	143,1
Нефть, млн т у. т.	838,7	1 041,9	1 047,0	1 067,4	1 112,1
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>1 459,3</b>	<b>1 955,7</b>	<b>2 015,4</b>	<b>2 200,7</b>	<b>2 407,4</b>

#### Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный газ, млн барр. н. э.	2 879,0	4 225,5	4 467,6	5 176,7	5 880,6
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	323,1	491,6	532,5	681,4	818,8
Нефть, млн барр. н. э.	4 299,0	5 340,6	5 367,0	5 471,1	5 700,5
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>7 501,1</b>	<b>10 057,7</b>	<b>10 367,1</b>	<b>11 329,2</b>	<b>12 399,9</b>

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО, 2012–2014 гг.:

#### Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	732,2	851,5	971,7
Газовый конденсат, млн т	62,0	80,1	97,0
Нефть, млн т	518,3	542,0	575,4

#### Условное топливо

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный газ, млн т у. т.	844,9	982,7	1 121,3
Газовый конденсат, млн т у. т.	88,7	114,5	138,7
Нефть, млн т у. т.	741,1	775,1	822,8
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>1 674,7</b>	<b>1 872,3</b>	<b>2 082,8</b>

#### Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный газ, млн барр. н. э.	4 312,7	5 015,3	5 723,3
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	507,2	655,2	793,5
Нефть, млн барр. н. э.	3 799,1	3 972,9	4 217,7
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>8 619,0</b>	<b>9 643,4</b>	<b>10 734,5</b>

**Площадь лицензионных участков на территории Российской Федерации  
по состоянию на 31 декабря 2014 г., тыс. км<sup>2</sup>**

Тип лицензии*	Уральский ФО	Северо- Западный ФО	Южный и Северо- Кавказский ФО	Приволжский ФО	Сибирский ФО	Дальневосточный ФО	Шельф
	<b>ОАО «Газпром» и дочерние общества Группы Газпром</b>						
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	36,0	0,3	2,9	6,0	45,8	–	319,3
С целью разведки и добычи (НЭ)	53,2	0,7	4,0	2,6	20,2	14,5	12,4
С целью геологического изучения недр (НП)	16,4	0,2	0,3	1,2	10,3	–	–
<b>Всего</b>	<b>105,6</b>	<b>1,2</b>	<b>7,2</b>	<b>9,8</b>	<b>76,3</b>	<b>14,5</b>	<b>331,7</b>
<b>Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	2,1	–	–	–	18,9	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	0,6	–	–	–	–	–	–
С целью геологического изучения недр (НП)	–	–	–	–	–	–	–
<b>Всего</b>	<b>2,7</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>18,9</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

\* Категории лицензий в соответствии с российским законодательством.

**Лицензии на основные месторождения углеводородов  
по состоянию на 31 декабря 2014 г.**

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****		
<b>Группа Газпром</b>								
<b>Западная Сибирь (Уральский ФО)</b>								
Уренгойское	1978	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2038		
Северо-Уренгойское	1987			НГК	НЭ	2030		
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2038		
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	ООО «Газпром добыча Надым»	100 %	НГК	НЭ	2018		
Ямсовейское	1997			НГК	НЭ	2018		
Юбилейное	1992			НГК	НЭ	2018		
Харасавэйское	–			ГК	НЭ	2033		
Бованенковское	2012			НГК	НЭ	2018		
Новопортовское	–			ООО «Газпром нефть Новый Порт»	100 %	НГК	НЭ	2034
Комсомольское	1993					НГК	НЭ	2029
Еты-Пуровское	2004	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	100 %	НГК	НЭ	2030		
Западно-Таркосалинское	1996			НГК	НР	2018		

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****		
Губкинское	1999	ЗАО «Пургаз»	51 %	НГК	НЭ	2033		
Южно-Русское	2007	ОАО «Севернефтегазпром»	50,001 % (обыкновенных акций)	НГК	НЭ	2043		
Западно-Тамбейское	–	ОАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028		
Крузенштернское	–			ГК	НЭ	2028		
Малыгинское	–			ГК	НЭ	2028		
Северо-Тамбейское	–			ГК	НЭ	2028		
Тасийское	–			ГК	НЭ	2028		
Антипаютинское	–			Г	НЭ	2028		
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	2033
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	2034		
<b>Юг России (Южный ФО)</b>								
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2019		
Западно-Астраханское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НР	2029		
<b>Южный Урал (Приволжский ФО)</b>								
Оренбургское	1974	ООО «Газпром добыча Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2018		
Восточный участок Оренбургского НГКМ	1994*****	ЗАО «Газпром нефть Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2018		
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)</b>								
Чаяндинское	–	ОАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028		
Ковыктинское (включая Хандинскую площадь)	–			ГК	НЭ	2017		
Тас-Юряхское	–			НГК	НЭ	2031		
Соболюх-Неджелинское	–			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
<b>Российский шельф</b>								
Штокмановское (включая западную часть)	–			ОАО «Газпром»		ГК	НЭ	2043
Каменномысское-море	–	Г	НЭ			2026		
Северо-Каменномысское	–	ГК	НЭ			2026		
Кириное	2013	ГК	НЭ			2028		

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Южно-Киринское	–	ОАО «Газпром»		ГК	НР	2039
Мынгинское	–			ГК	НР	2039
Ледовое	–			ГК	НР	2033
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 / ассоциированные компании и совместные предприятия**

**Западная Сибирь (Уральский ФО)**

Восточно-Мессояхское	–	ЗАО «Мессояха-нефтегаз»	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

**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
Куюмбинское	2010*****	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	50 %	НГК	НР	2022
Пильгун-Астохское	1999	Sakhalin Energy	50 %	НГК	НР	2021
Лунское	2009	Investment Company Ltd.		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 месторождений.

\*\*\*\*\* Опытно-промышленная эксплуатация.

### Добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ

#### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	508,59	513,17	487,02	487,39	443,88
в т. ч. ПНГ	4,28	4,73	5,66	6,71	7,55
Газовый конденсат, млн т	11,29	12,07	12,85	14,66	14,49
Нефть, млн т	32,01	32,28	33,33	33,84	35,29

#### Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн т у. т.	586,91	592,20	562,02	562,45	512,24
Газовый конденсат, млн т у. т.	16,14	17,26	18,38	20,96	20,72
Нефть, млн т у. т.	45,77	46,16	47,66	48,39	50,46
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>648,82</b>	<b>655,62</b>	<b>628,06</b>	<b>631,80</b>	<b>583,42</b>

#### Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	2 995,60	3 022,57	2 868,55	2 870,73	2 614,45
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	92,35	98,73	105,11	119,92	118,53
Нефть, млн барр. н. э.	234,63	236,61	244,31	248,05	258,68
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>3 322,58</b>	<b>3 357,91</b>	<b>3 217,97</b>	<b>3 238,70</b>	<b>2 991,66</b>

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции), 2012–2014 гг.:

#### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	487,99	488,39	444,90
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	0,97	1,00	1,02
Газовый конденсат, млн т	12,85	14,66	14,49
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	–	–	–
Нефть, млн т	42,26	42,41	43,53
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	8,93	8,57	8,24

## Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн т у. т.	563,14	563,60	513,41
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	1,12	1,15	1,18
Газовый конденсат, млн т у. т.	18,38	20,96	20,72
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	–	–	–
Нефть, млн т у. т.	60,43	60,49	62,25
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	12,77	12,26	11,78
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>641,95</b>	<b>645,05</b>	<b>596,38</b>
<b>в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>13,89</b>	<b>13,41</b>	<b>12,96</b>

## Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	2 874,26	2 876,62	2 620,46
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	5,71	5,89	6,01
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	105,11	119,92	118,53
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	–	–	–
Нефть, млн барр. н. э.	309,77	310,06	319,07
в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	65,46	62,82	60,40
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>3 289,14</b>	<b>3 306,60</b>	<b>3 058,06</b>
<b>в т. ч. доля в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>71,17</b>	<b>68,71</b>	<b>66,41</b>

## Среднесуточная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн м <sup>3</sup> / сут.	1 393,4	1 405,9	1 330,6	1 335,3	1 216,1
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	30,9	33,1	35,1	40,2	39,7
Нефть, тыс. т / сут.	87,7	88,4	91,1	92,7	96,7

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции), 2012–2014 гг.:

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
Природный и попутный газ, млн м <sup>3</sup> / сут.	1 333,3	1 338,0	1 218,9
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	35,1	40,2	39,7
Нефть, тыс. т / сут.	115,5	116,2	119,3

### Добыча углеводородов ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	465,14	464,81	437,90	436,29	393,73
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	2,95	7,33	8,73	11,36	11,86
ЗАО «Пургаз»	15,14	15,37	15,04	14,62	13,25
ОАО «Севернефтегазпром»	25,36	25,66	25,35	25,12	25,04
<b>Всего</b>	<b>508,59</b>	<b>513,17</b>	<b>487,02</b>	<b>487,39</b>	<b>443,88</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	11,29	12,07	12,84	14,65	14,47
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	–	–	0,01	0,01	0,02
<b>Всего</b>	<b>11,29</b>	<b>12,07</b>	<b>12,85</b>	<b>14,66</b>	<b>14,49</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	1,85	1,90	1,70	1,69	1,73
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	30,16	30,38	31,63	32,15	33,56
<b>Всего</b>	<b>32,01</b>	<b>32,28</b>	<b>33,33</b>	<b>33,84</b>	<b>35,29</b>

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

### Поквартальная добыча углеводородов ОАО «Газпром» и дочерними обществами Группы Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
I кв.	144,26	142,59	141,79	136,94	131,64
II кв.	117,68	128,55	112,85	108,48	103,71
III кв.	103,68	105,13	100,35	104,73	84,95
IV кв.	142,97	136,90	132,03	137,24	123,58
<b>Всего</b>	<b>508,59</b>	<b>513,17</b>	<b>487,02</b>	<b>487,39</b>	<b>443,88</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
I кв.	2,82	2,87	3,28	3,81	3,85
II кв.	2,78	3,06	3,03	3,64	3,63
III кв.	2,79	2,98	2,92	3,38	3,20
IV кв.	2,90	3,16	3,62	3,83	3,81
<b>Всего</b>	<b>11,29</b>	<b>12,07</b>	<b>12,85</b>	<b>14,66</b>	<b>14,49</b>

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Нефть, млн т</b>					
I кв.	7,80	7,89	8,19	8,18	8,57
II кв.	8,00	7,96	8,21	8,31	8,65
III кв.	8,19	8,12	8,45	8,60	9,08
IV кв.	8,02	8,31	8,48	8,75	8,99
<b>Всего</b>	<b>32,01</b>	<b>32,28</b>	<b>33,33</b>	<b>33,84</b>	<b>35,29</b>

**Распределение добычи углеводородов ОАО «Газпром» и дочерними обществами Группы Газпром на территории Российской Федерации**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный и попутный газ, млрд м³</b>					
Уральский ФО	471,68	476,53	450,83	452,24	409,86
Северо-Западный ФО	2,52	2,40	2,33	2,38	2,25
Южный и Северо-Кавказский ФО	13,01	13,21	12,89	11,86	11,24
Приволжский ФО	18,59	17,94	17,52	17,27	16,73
Сибирский ФО	2,79	3,09	3,45	3,43	3,31
Дальневосточный ФО	–	–	–	0,20	0,39
Шельф	–	–	–	0,01	0,10
<b>Всего</b>	<b>508,59</b>	<b>513,17</b>	<b>487,02</b>	<b>487,39</b>	<b>443,88</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	6,34	7,10	8,04	10,18	10,30
Северо-Западный ФО	0,15	0,14	0,13	0,14	0,13
Южный и Северо-Кавказский ФО	4,14	4,22	4,13	3,78	3,56
Приволжский ФО	0,27	0,25	0,22	0,19	0,16
Сибирский ФО	0,39	0,36	0,33	0,37	0,31
Дальневосточный ФО	–	–	–	0,0	0,01
Шельф	–	–	–	–	0,02
<b>Всего</b>	<b>11,29</b>	<b>12,07</b>	<b>12,85</b>	<b>14,66</b>	<b>14,49</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	28,73	28,66	29,13	29,21	29,58
Северо-Западный ФО	0,06	0,05	0,04	0,05	0,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,16	0,16	0,16	0,14	0,11
Приволжский ФО	0,69	0,75	1,23	1,77	2,46
Сибирский ФО	2,37	2,66	2,77	2,67	2,88
Дальневосточный ФО	–	–	–	–	–
Шельф	–	–	–	–	0,26
<b>Всего</b>	<b>32,01</b>	<b>32,28</b>	<b>33,33</b>	<b>33,84</b>	<b>35,29</b>

### Полезное использование ПНГ ОАО «Газпром» и дочерними обществами Группы Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Использование ПНГ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	1,8	2,0	1,3	1,3	1,4
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	2,5	2,7	4,2	5,4	6,2
<b>Всего</b>	<b>4,3</b>	<b>4,7</b>	<b>5,5</b>	<b>6,7</b>	<b>7,6</b>
<b>Уровень полезного использования ПНГ</b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	81,6 %	87,0 %	83,2 %	90,9 %	93,5 %
ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	55,3 %	58,8 %	65,7 %	79,5 %	80,5 %
<b>Всего</b>	<b>64,1 %</b>	<b>68,4 %</b>	<b>69,2 %</b>	<b>81,4 %</b>	<b>82,9 %</b>

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

### Добыча углеводородов зависимыми обществами / ассоциированными компаниями и совместными предприятиями на территории России в доле, приходящейся на Группу Газпром

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

#### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	10,5	11,3	12,8	14,0	19,2
Газовый конденсат, млн т	0,9	1,0	1,1	1,3	2,3
Нефть, млн т	20,7	20,5	19,7	18,8	18,2

#### Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный и попутный газ, млн т у. т.	12,1	13,0	14,8	16,2	22,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	1,3	1,4	1,6	1,9	3,3
Нефть, млн т у. т.	29,6	29,3	28,2	26,9	26,0
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>43,0</b>	<b>43,7</b>	<b>44,6</b>	<b>45,0</b>	<b>51,5</b>

## Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Зависимые общества</b>					
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	61,8	66,6	75,4	82,5	113,1
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	7,4	8,2	9,0	10,6	18,8
Нефть, млн барр. н. э.	151,7	150,3	144,4	137,8	133,4
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>220,9</b>	<b>225,1</b>	<b>228,8</b>	<b>230,9</b>	<b>265,3</b>

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО, 2012–2014 гг.:

## Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	11,9	13,0	18,2
Газовый конденсат, млн т	1,1	1,3	2,3
Нефть, млн т	10,8	10,2	10,0

## Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный и попутный газ, млн т у. т.	13,6	15,0	21,0
Газовый конденсат, млн т у. т.	1,6	1,9	3,3
Нефть, млн т у. т.	15,5	14,6	14,3
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>30,7</b>	<b>31,5</b>	<b>38,6</b>

## Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	2014
<b>Ассоциированные компании и совместные предприятия</b>			
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	69,5	76,6	107,2
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	9,0	10,6	18,8
Нефть, млн барр. н. э.	79,2	74,8	73,3
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>157,7</b>	<b>162,0</b>	<b>199,3</b>

## 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 ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром на углеводороды

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Разведочное бурение, тыс. м	204,9	157,7	126,4	146,4	165,4
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	82	60	54	53	41
в т. ч. продуктивные	64	45	46	37	31
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	18,5	2,8	1,9	1,4	6,6
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	10,8	8,8	8,4	13,3	12,6
Эффективность бурения, т у. т./м	3 890,7	6 142,0	6 099,7	5 590,2	6 919,0
Эффективность бурения, барр. н. э./м	20 009,9	31 571,3	31 293,5	28 575,8	35 926,2

### Прирост запасов углеводородов Группы Газпром по результатам ГРП

По совокупности компаний, принятой для целей составления  
сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

#### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	547,7	719,8	573,0	646,9	822,5
Газовый конденсат, млн т	32,3	38,4	21,5	5,3	114,2
Нефть, млн т	83,2	58,0	55,2	45,0	22,3

#### Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный газ, млн т у. т.	632,0	830,6	661,2	746,5	949,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	46,2	54,9	30,8	7,6	163,3
Нефть, млн т у. т.	119,0	82,9	79,0	64,3	31,9
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>797,2</b>	<b>968,4</b>	<b>771,0</b>	<b>818,4</b>	<b>1 144,4</b>

#### Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный газ, млн барр. н. э.	3 225,9	4 239,6	3 375,0	3 810,2	4 844,5
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	264,2	314,1	175,9	43,4	934,2
Нефть, млн барр. н. э.	609,9	425,1	404,6	329,9	163,5
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>4 100,0</b>	<b>4 978,8</b>	<b>3 955,5</b>	<b>4 183,5</b>	<b>5 942,2</b>

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной  
финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в запасах компаний, инвестиции  
в которые классифицированы как совместные операции), 2013–2014 гг.:

#### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2014
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	647,8	822,5
Газовый конденсат, млн т	5,4	114,2
Нефть, млн т	48,2	24,7

## Условное топливо

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2014
Природный газ, млн т у. т.	747,6	949,2
Газовый конденсат, млн т у. т.	7,9	163,3
Нефть, млн т у. т.	68,9	35,3
<b>Всего, млн т у. т.</b>	<b>824,4</b>	<b>1 147,8</b>

## Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2014
Природный газ, млн барр. н. э.	3 815,5	4 844,5
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	45,0	934,2
Нефть, млн барр. н. э.	353,3	181,1
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>4 213,8</b>	<b>5 959,8</b>

## Коэффициент восполнения запасов углеводородов Группы Газпром

По совокупности компаний, принятой для целей составления сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный газ	1,08	1,40	1,18	1,33	1,86
Газовый конденсат	3,99	4,41	2,31	0,51	11,03
Нефть	2,60	1,78	1,67	1,33	0,63
<b>Всего</b>	<b>1,24</b>	<b>1,49</b>	<b>1,24</b>	<b>1,31</b>	<b>1,99</b>

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции), 2013–2014 гг.:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2014
Природный газ	1,33	1,86
Газовый конденсат	0,52	10,88
Нефть	1,14	0,57
<b>Всего</b>	<b>1,29</b>	<b>1,98</b>

### Обеспеченность запасами углеводородов Группы Газпром, лет

По совокупности компаний, принятой для целей составления  
сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Природный газ	65	69	73	73	82
Нефть	54	54	54	53	53

По совокупности компаний, принятой для целей составления консолидированной  
финансовой отчетности по МСФО (с учетом доли в запасах компаний, инвестиции  
в которые классифицированы как совместные операции), 2013–2014 гг.:

	За год, закончившийся 31 декабря	
	2013	2014
Природный газ	73	82
Нефть	48	47

### Эксплуатационное бурение ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.</b>					
на газ	118	223	212	93	38
на нефть	775	719	724	788	832
на ПХГ	16	17	17	43	22
<b>Всего</b>	<b>909</b>	<b>959</b>	<b>953</b>	<b>924</b>	<b>892</b>
<b>Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м</b>					
на газ	441,5	476,8	367,7	239,7	125,6
на нефть	2 602,2	2 288,1	2 566,6	3 002,1	2 948,5
на ПХГ	20,3	22,9	24,2	36,7	27,6
<b>Всего</b>	<b>3 064,0</b>	<b>2 787,8</b>	<b>2 958,5</b>	<b>3 278,5</b>	<b>3 101,7</b>

### Производственные мощности ОАО «Газпром» и дочерних обществ Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Разрабатываемые месторождения, ед.	120	124	127	131	139
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 403	7 504	7 717	7 744	7 816
действующие, ед.	6 806	6 988	7 226	7 263	7 293
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	6 464	6 647	7 296	7 868	8 218
действующие, ед.	5 941	6 151	6 738	7 246	7 604
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	176	177	179	170	171
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м <sup>3</sup> в год	1 001,2	1 003,2	1 072,9	1 099,7	1 119,8
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	48	49	49	49	52
Установленная мощность ДКС, МВт	4 572,1	4 730,1	5 015,2	5 046,4	5 265,4

## Размещение основных перспективных месторождений Группы Газпром на территории России



## Основные перспективные месторождения Группы Газпром на территории России

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
<b>Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)</b>					
Песцовое (нижнемеловые отложения)	Расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой.	2,1 млрд м <sup>3</sup> газа	2018–2019 гг.	2021–2022 гг.	Осуществляется проектирование. Ведется доразведка месторождения.
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м <sup>3</sup> газа	2011 г.	2015–2016 гг.	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 <sup>3</sup> газа и 2,95 млн т нестабильного газового конденсата	2008 г.	2016–2019 гг.	Ведется освоение участка 1 (ЗАО «Ачимгаз» — СП с компанией Wintershall Holding GmbH) и участка 2 (ООО «Газпром добыча Уренгой»).
Участок 2		8,7 млрд м <sup>3</sup> газа и 2,84 млн т нестабильного газового конденсата	2009 г.		Осуществляется проектирование дообустройства участка 2 на полное развитие.
Участки 3–5		Достижение суммарной добычи газа по 1–5 участкам 36,8 млрд м <sup>3</sup>	2017–2019 гг.	2021–2024 гг.	Ведется проектирование.
Юбилейное (пласты АУ и ПК) Ен-Яхинское	Месторождение расположено на границе Надымского и Пуровского административных районов ЯНАО. С 2018 г. разработку месторождения планируется осуществлять с применением технологии обратной закачки газа (сайклинг), обеспечивающей максимальной отбор газового конденсата.	1,7 млрд м <sup>3</sup> газа 1,8 млн т газового конденсата и 5 млрд м <sup>3</sup> газа	2013 г. 2003 г.	2014–2015 гг. 2006 г.	Строительство объекта завершено. Ведется добыча газа. Ведется проектирование.
<b>Полуостров Ямал и прилегающие акватории</b>					
Бованенковское сеноман-аптские залежи	Самое крупное по запасам месторождение полуострова, расположенное в центральной части и наиболее изученное.	115 млрд м <sup>3</sup> газа	2012 г.	2019–2022 гг.	Ведется добыча газа, эксплуатационное бурение и доразведка месторождения.
неоком-юрские залежи		25 млрд м <sup>3</sup> газа	2022–2024 гг.	2024–2025 гг.	Ведется доразведка.
Харасавэйское сеноман-аптские залежи	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность Бованенковского месторождения.	32 млрд м <sup>3</sup> газа	2019–2022 гг.	2022–2025 гг.	Выполняются технологический проект разработки месторождения и проект его обустройства. Выполнены изыскания под кустовые площадки.
неоком-юрские залежи		18 млрд м <sup>3</sup> газа	2024–2025 гг.	2025–2027 гг.	Ведется доразведка.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризуется отсутствием инфраструктуры.	6,1 млн т нефти	2015–2016 гг.	2023 г.	Защищена Технологическая схема разработки Новопортовского НГКМ, завершена программа испытания разведочных скважин, ведется эксплуатационное бурение.
Круаэнштернское	Бованенковская группа месторождений полуострова Ямал.	33 млрд м <sup>3</sup> газа	2025–2026 гг.	2027–2028 гг.	Ведется доразведка месторождения.
<b>Гыданский полуостров</b>					
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. Месторождения относятся к категории крупнейших по величине разведанных запасов.	7,8 млн т н. э.	2016 г.	2023 г.	Сформирована и утверждена Технологическая схема разработки лицензионного участка. Завершены сейсморазведочные работы, закончены испытания разведочных скважин, ведется эксплуатационное бурение. Получены положительные заключения государственной экспертизы по объектам инфраструктуры, осуществляются строительно-монтажные работы.
Западно-Мессояхский лицензионный участок		3,5 млн т н. э.	2018 г.	2023 г.	Ведется подготовка к поисково-оценочному бурению.
<b>Арктический шельф</b>					
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 <sup>3</sup> с возможностью увеличения до 95 млрд м <sup>3</sup>	2025 г. (в соответствии с условиями лицензионного соглашения)	Бюджет определен по результатам обоснования инвестиций	Предусматривается выполнение корректировки Обоснования инвестиций в комплексное освоение Штокмановского ГКМ.
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.	4,7 млн т нефти	2014 г.	2022 г.	Введена в эксплуатацию морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», выбрана концепция разработки месторождения. Ведется добыча нефти, эксплуатационное бурение.
<b>Обская и Тазовская губы</b>					
Северо-Каменномысское	Месторождения расположены в средней части акватории Обской губы в Ямало-Ненецком автономном округе Поленской области и определены первоочередными объектами освоения месторождений акватории Обской и Тазовской губ.	14,5 млрд м <sup>3</sup> газа	2023–2025 гг.	2028–2029 гг.	Выполняется корректировка «Обоснования инвестиций в обустройство Северо-Каменномысского газового месторождения».
Каменномысское-море		15,1 млрд м <sup>3</sup> газа	2021–2023 гг.	2023–2025 гг.	Утверждено задание на проектирование. Начато проектирование обустройства месторождения.

Наименование месторождения	Описание	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
<b>Поволжье</b>					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовой уровень добычи в 50–60 млрд м <sup>3</sup> . Добыча содержится на уровне 12 млрд м <sup>3</sup> в год в основном экологически от раничениями, а также необходимо использовать дороговостоящих 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. ОАО «Газпром» с целью проработки технологий, позволяющих увеличить объем добычи на Астраханском ГКМ, выполнило предынвестиционное исследование «Обоснование инвестиций в создание опытного полигона на разбуренной части Астраханского ГКМ и Алексеевском ГКМ для отработки технологий, позволяющих создать условия для развития добычи на месторождениях Астраханского свода». По результатам выполнения обоснования инвестиций принято решение о выполнении проектно-изыскательских работ по созданию полигона.
<b>Волго-Уральский регион</b>					
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.	Завершена программа сейсморазведочных работ 3Д. Началось тиражирование полномасштабного охвата месторождения системой поддержания пластового давления. Запущена технологическая линия № 3 на установке подготовки нефти и газа.
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Чаяндинское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25 млрд м <sup>3</sup> газа	II–IV кв. 2018 г.	2022 г.	Ведется доразведка месторождения, а также разработка проектных документов, в которых уточнены уровни добычи газа и жидких углеводородов. Выполняются проектно-изыскательские работы по обустройству месторождения.
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинском-Ленском районах Иркутской области.	1,9 млн т нефти	2015 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию)	Будет уточнено по результатам периода ОПР	Ведется доразведка месторождения, а также подготовка к испытанию мембранной технологии извлечения гелия в промысловых условиях. Проводится опытно-промышленная разработка месторождения.
Кириновское	Расположены на шельфе о. Сахалин. Разработка месторождений является составной частью проекта «Сахалин-3».	35 млрд м <sup>3</sup> газа	Декабрь 2021 г.	2025–2026 гг.	На месторождении ведется добыча газа и эксплуатационное бурение.
Южно-Кириновское		16 млрд м <sup>3</sup> газа	2019 г.	2025–2027 гг.	Ведется доразведка месторождения. Осуществляется подготовка Технологической схемы разработки месторождения.
Куомбинское	Расположено в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Район характеризуется трудодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия.	10,9 млн т нефти	2018 г.	2032 г.	С 1998 г. ведется добыча нефти для собственных нужд и обеспечения котельным топливом близлежащих населенных пунктов. С 2010 г. находится на стадии опытно-промышленной разработки. Ведется эксплуатационное бурение, строительство объектов обустройства.

## Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промышленные мощности на территории зарубежных стран

### Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Разведочное бурение, тыс. м	21,8	21,8	24,0	18,1	17,6
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	10	6	7	4	5
в т. ч. продуктивные	4	6	1	1	4
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	11,4	1,3	0,7	0,4	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	2,6	0,7	0,4	1,4	1,7

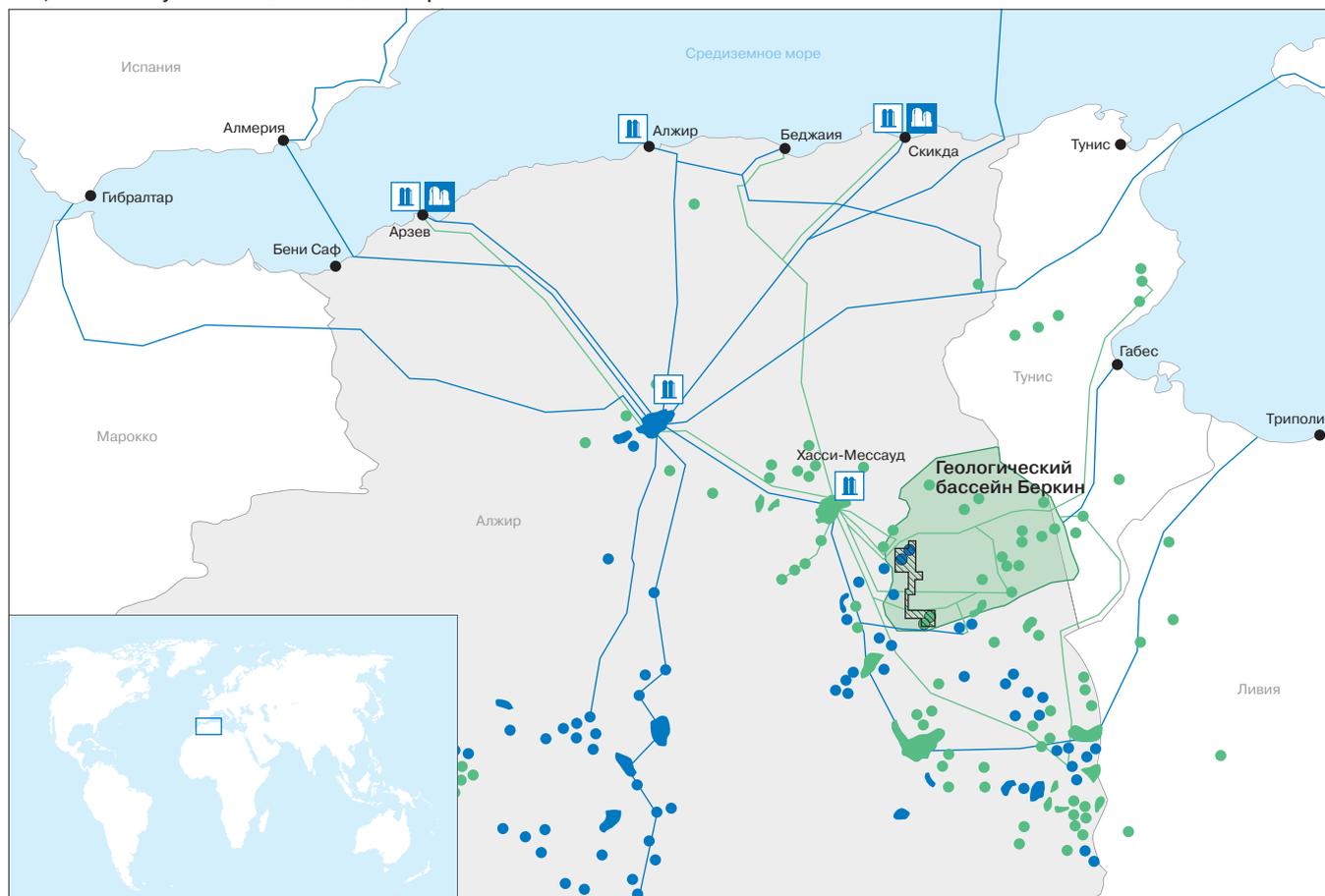
**Примечание.** При формировании консолидированных показателей ГРП, проводимых Группой Газпром на территории зарубежных стран, учтены показатели по проектам, в которых дочерние компании Группы имеют операторские функции и контроль.

## 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 31.12.2014 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 (ZERN, ZER и RSH). По результатам бурения поисковой скважины RSHN-1 глубиной 4 120 м в пределах структуры Северная Рурд-Сая (RSHN) из ордовикских отложений получен приток углеводородов.

Лицензионный участок Эль-Ассель в Алжире

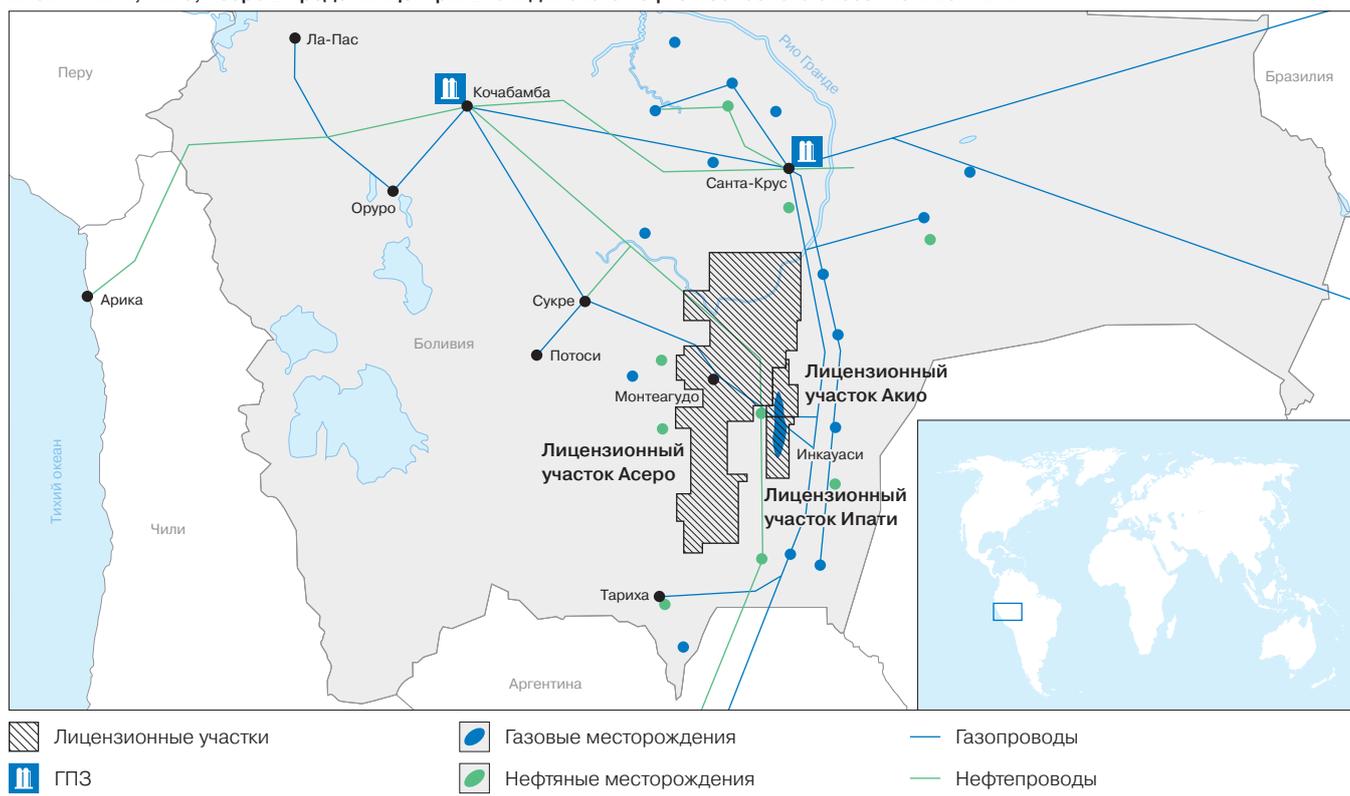


- Лицензионный участок Эль-Ассель
- Газовые и газоконденсатные месторождения
- Нефтяные месторождения
- Основные газопроводы
- Основные нефтепроводы
- Заводы по сжижению газа
- Основные НПЗ

## Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 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"> <li>— срок ввода в эксплуатацию — 2016 г.;</li> <li>— проектная мощность — 6,8 млрд м<sup>3</sup> природного газа в год.</li> </ul>	2010 г.	—	<p>Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности.</p> <p>Группа Газпром финансирует 20 % расходов по проекту.</p> <p>Участник со стороны Группы — GP Exploración y Producción, S.L.</p> <p>Партнеры: Total EP Bolívie S.A. (оператор) — 60 %, TecPetrol — 20 %.</p>	<p>На блоке Ипати продолжаются ГРП — строится поисково-разведочная скважина. 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.</p> <p>Группа Газпром финансирует 50 % расходов по проекту на этапе ГРП. Доля Группы на этапе разработки составит 22,5 %.</p> <p>Участник со стороны Группы — GP Exploración y Producción, S.L.</p> <p>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.</p> <p>Ведется подготовка к проведению геолого-геофизических работ.</p>

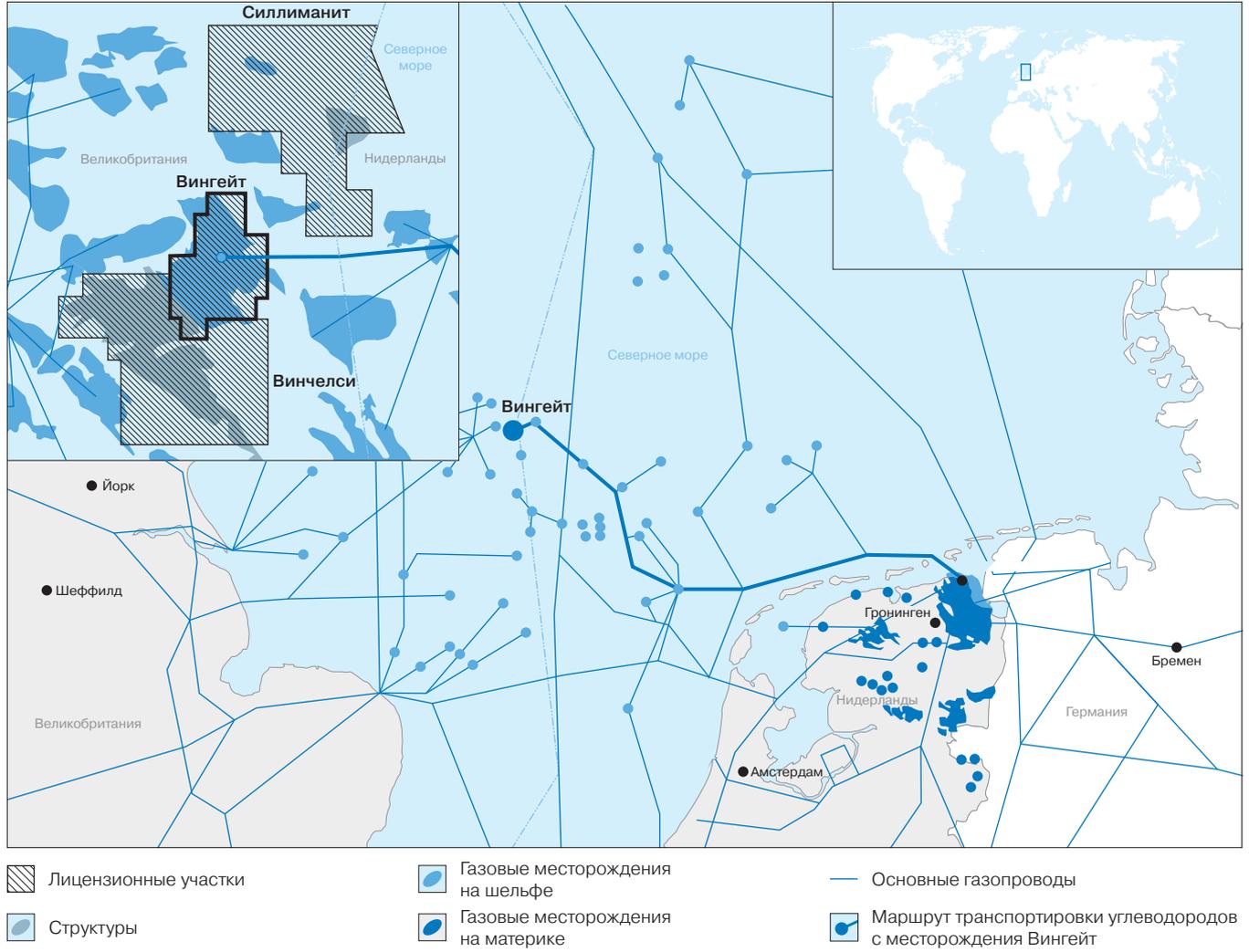
Блоки Ипати, Акио, Асеро в пределах Центральноандийского нефтегазоносного бассейне в Боливии



Великобритания и Нидерланды

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Разведка и добыча на газовом месторождении Вингейт на шельфе Великобритании (лицензионные участки P1239, P1733). Месторождение введено в разработку в 2011 г. Характеристики проекта: — проектная мощность — 0,957 млрд м <sup>3</sup> газа в год; — срок выхода на проектную мощность — 2015 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 %, XTO UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %.	Ведется разработка месторождения. В 2014 г. общая добыча составила 0,6 млрд м <sup>3</sup> газа и 4,4 тыс. т газового конденсата.
Разведка на лицензионных участках: P1902 (блок 44/23c) и P1903 (блоки 44/23d и 44/24c) шельфа Великобритании	2012 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 %, XTO UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %.	Ведется подготовка к бурению первой поисковой скважины на структуре Винчелси.
Разведка на лицензионном участке D12b шельфа Нидерландов	2011 г.	—	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Группа Газпром финансирует 17,591 % расходов по проекту. Участник со стороны Группы — Gazprom International UK Ltd. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V. (оператор) — 30,129 %, EBN B.V. — 40,0 %, ONE — 7,037 %, GdF Suez E&P Nederland B.V. — 5,243 %.	Завершена подготовка и согласование с уполномоченными органами документации, необходимой для бурения поисковой скважины на трансграничной структуре Силлиманит. Ведется подготовка программы бурения скважины.

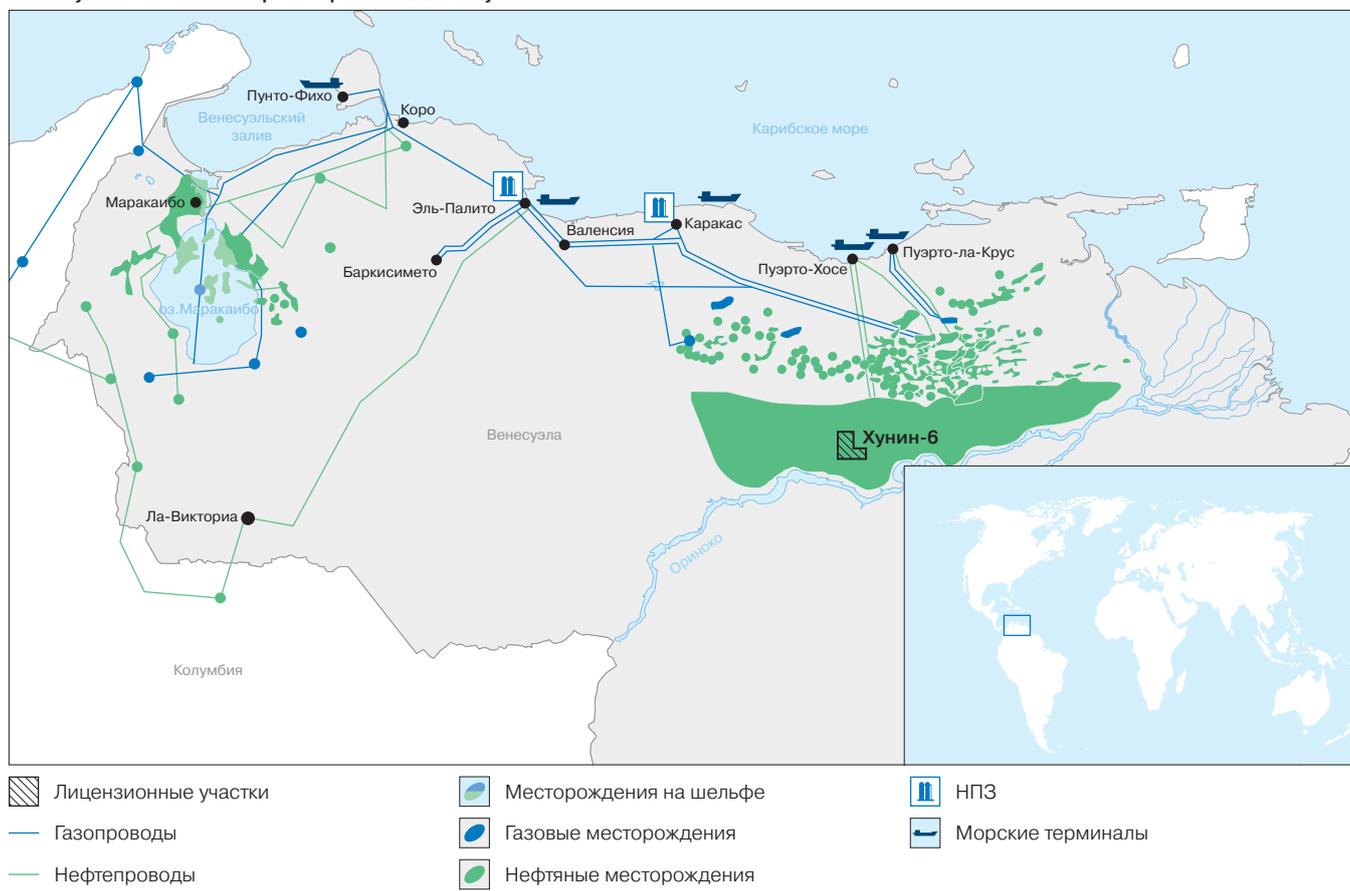
## Месторождение Вингейт на шельфе Великобритании



Венесуэла

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Проект по разработке месторождения тяжелой нефти на блоке № 6, расположенного в бассейне реки Ориноко (Хуни-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 %.	Блок находится на стадии опытно-промышленной разработки, общая добыча нефти в 2014 г. составила 0,3 млн т. Актуализирована программа до-разведки, ведется проектирование полномасштабной разработки блока, осуществляется бурение эксплуатационных скважин.

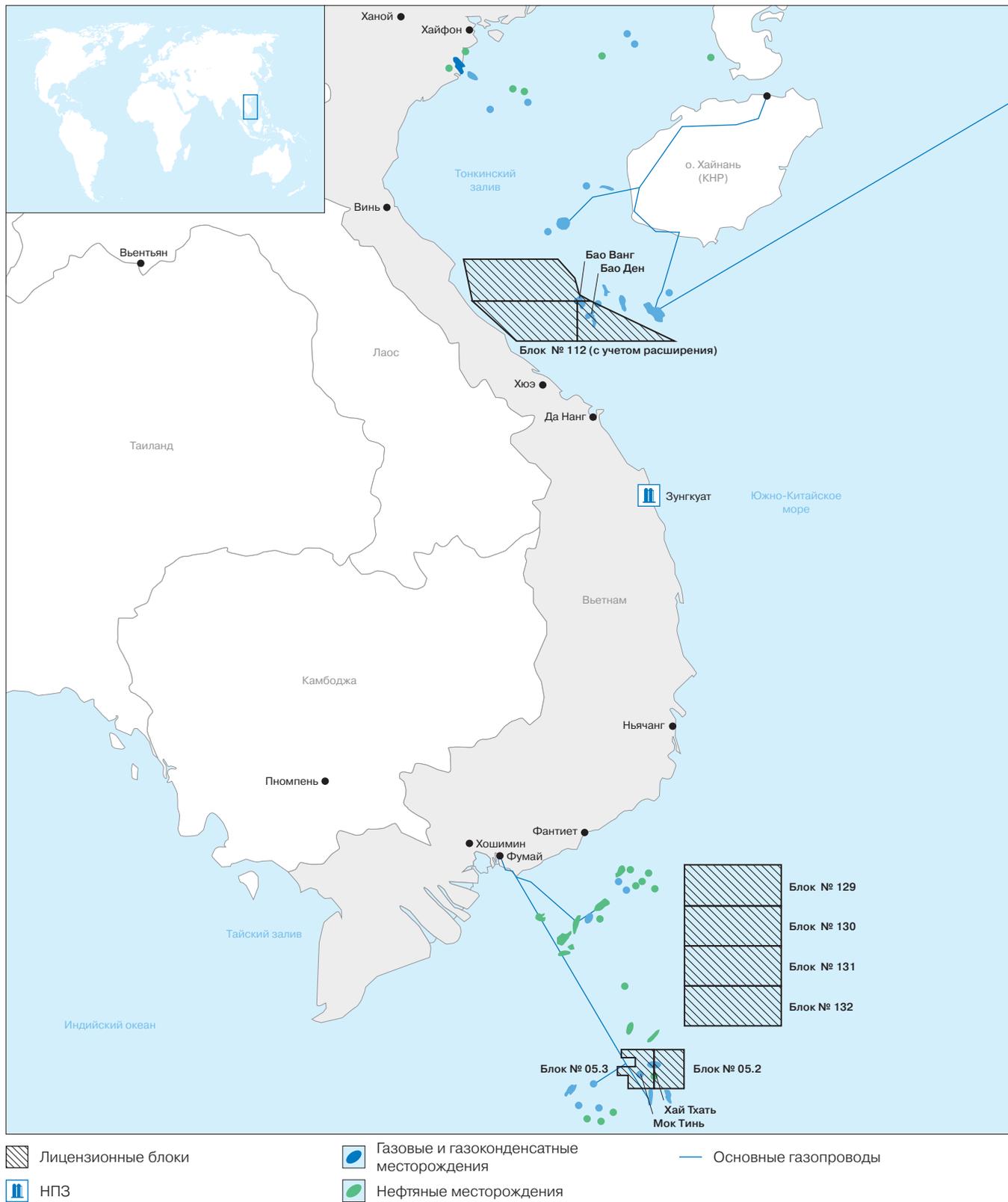
Блок Хуни-6 в бассейне реки Ориноко в Венесуэле



## Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 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> — АО «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 (ГКМ) Бао Ванг и Бао Ден. Проводится подсчет запасов углеводородов и оценка коммерческого значения месторождения Бао Ванг. Завершена актуализации программы поисково-разведочных работ на блоке № 112 континентального шельфа Вьетнама с учетом расширения площади.
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> — АО «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 углеводородов. 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 <sup>3</sup> природного газа, 614,9 тыс. т газового конденсата в год; — 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 месторождений Мок Тинь (введено в эксплуатацию в октябре 2013 г.) и Хай Тхать. На месторождениях Мок Тинь и Хай Тхать в 2014 г. добыто 1 786,2 млн м <sup>3</sup> газа и 366,4 тыс. т газового конденсата. Ведется строительство эксплуатационных скважин.

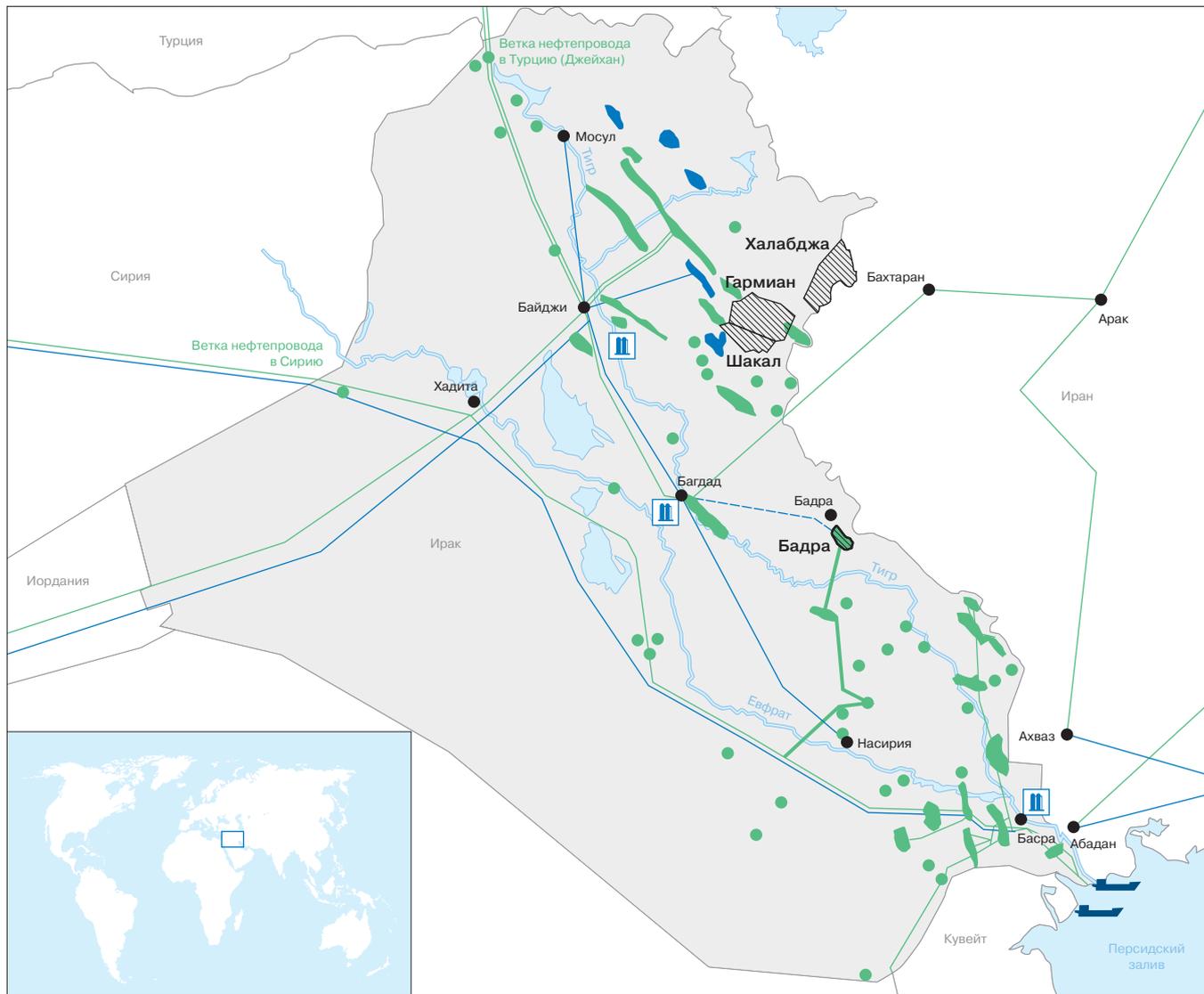
Область поисково-разведочного бурения и сейсморазведочных работ Газпрома во Вьетнаме (блок № 112 с учетом расширения) и расположение блоков № 129–132, 05.2 и 05.3



## Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
<p>Разработка месторождения Бадра.</p> <p>Проектные характеристики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— срок ввода в эксплуатацию — 2014 г.;</li> <li>— проектная мощность — 8,5 млн т нефти в год;</li> <li>— срок выхода на проектную мощность — 2017 г.</li> </ul> <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). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 30 %.</p> <p>Партнеры: KOGAS — 22,5 %, Petronas — 15 %, ТРАО — 7,5 %.</p> <p>Иракское правительство (представлено компанией Oil Exploration Company) — 25 %.</p>	<p>Месторождение запущено в промышленную эксплуатацию. Введена в эксплуатацию первая очередь центрального пункта сбора нефти мощностью 45 тыс. барр./сут. Достигнут коммерческий объем добычи, необходимый для начала возмещения затрат.</p> <p>Сдан в эксплуатацию нефтепровод, соединивший месторождение с магистральной трубопроводной системой Ирака.</p> <p>Продолжается бурение эксплуатационных скважин, строительство второй линии центрального пункта сбора нефти и сопутствующей инфраструктуры.</p>
<p>Проект Загрос (Курдистан)</p>	2012 г.			
<p>Блок Шакал</p>		■	<p>Реализуется на условиях СРП.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 80 %.</p> <p>Партнер — WesternZagros.</p>	<p>Завершены полевые сейсморазведочные работы, проведена обработка и экспресс-интерпретация данных 2D и 3D-сейсмике, построены площадки и базовый лагерь под бурение поисковых скважин. Завершено бурение двух поисковых скважин, испытание пластов запланировано на 2015 г.</p>
<p>Блок Гармиан</p>		—	<p>Реализуется на условиях СРП.</p> <p>Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Middle East B.V. Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 40 %.</p> <p>Партнер — WesternZagros (оператор).</p>	<p>Закончено испытание двух скважин. По результатам испытания скважины Baran-1 получен некоммерческий приток нефти. По результатам испытания скважины Sarqala-1 получен дебит скважины в объеме 1 500 т/сут.</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). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 80 %.</p> <p>Доля добычи — 80 %.</p>	<p>Проводятся сейсморазведочные работы 2D.</p>

Месторождение Бадра, блоки Гармиан, Шакал и Халабджа в Ираке

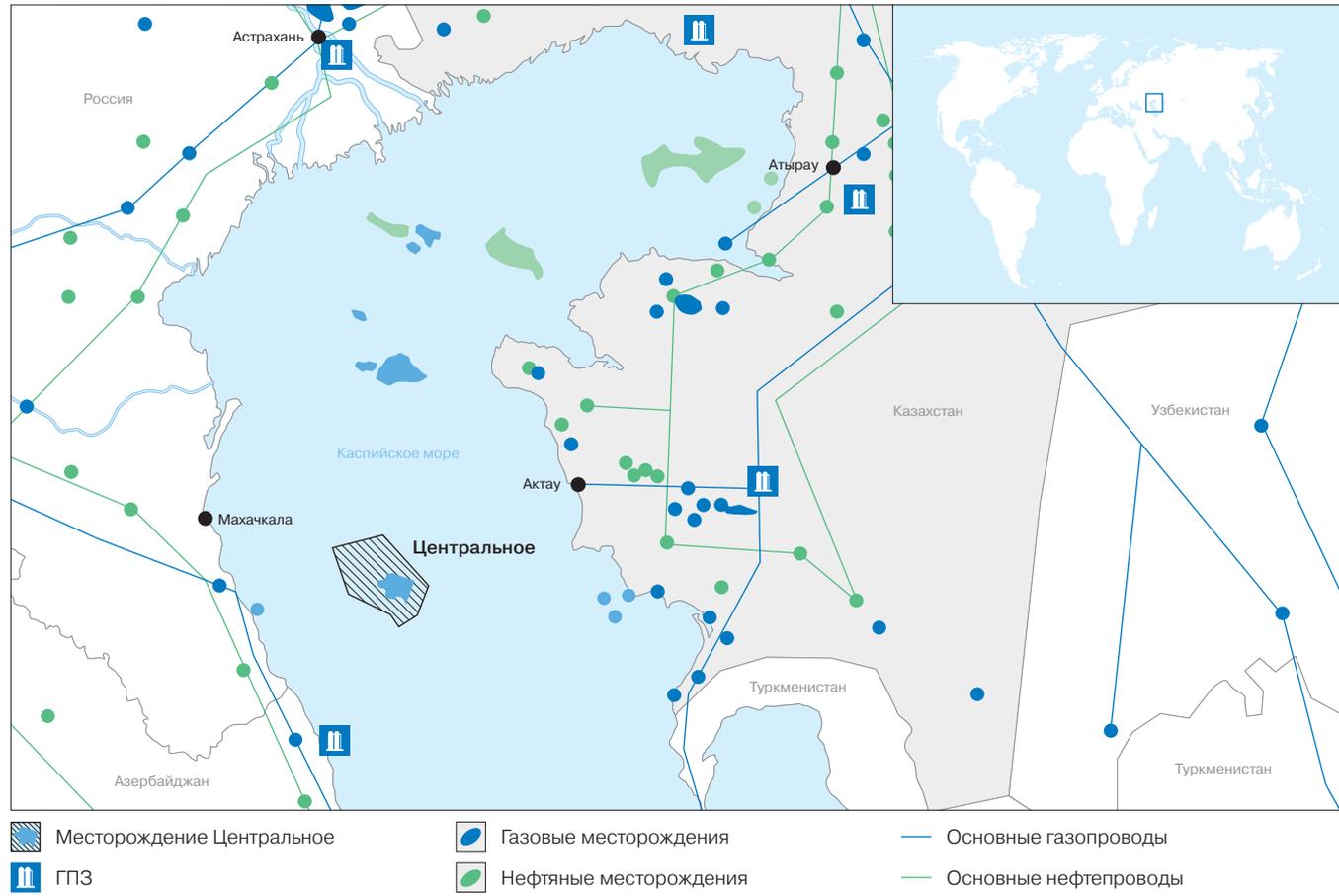


- |  |   |   |
|--|---|---|
|  Лицензионные участки   |  Месторождение Бадра   |  Трасса проектируемого газопровода |
|  Газовые месторождения  |  Основные газопроводы  |  НПЗ                               |
|  Нефтяные месторождения |  Основные нефтепроводы |  Морские терминалы                 |

## Казахстан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Освоение 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 ООО «Нефтегазовая компания Центральная» (АО НК «КазМунайГаз» — 50 %, ООО «ЦентрКаспнефтегаз» — 50 %). После подписания Протокола к Соглашению между Российской Федерацией и Казахстаном совместное предприятие подает в Роснедра заявку на получение лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на участке недр Центральный. Проект Протокола находится на рассмотрении казахстанской стороной.

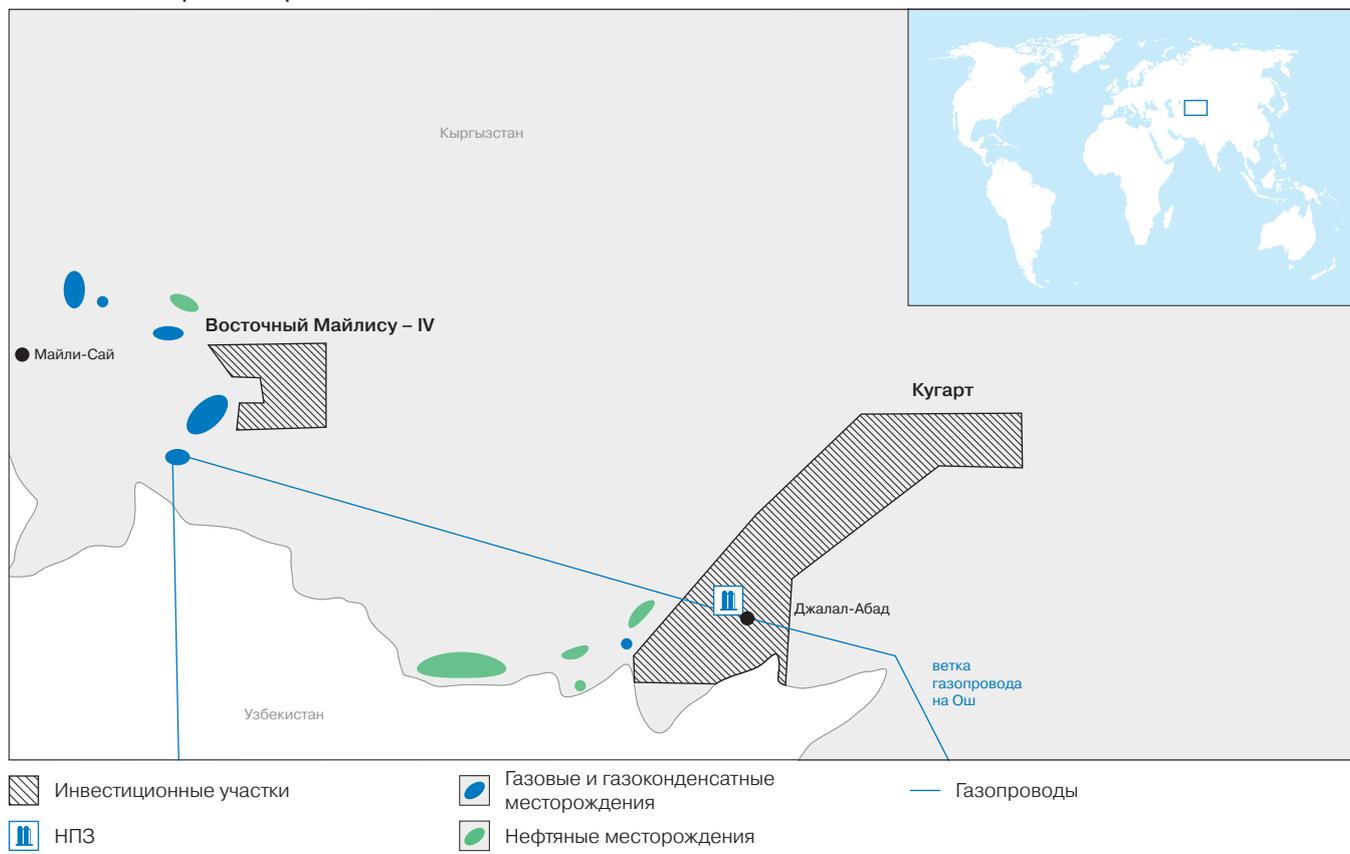
## Месторождение Центральное в Каспийском море



Кыргызстан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Проведение ГРП на нефтегазоперспективных 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. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). На этапе ГРП Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту.	Актуализирована программа ГРП (работы по проекту приостанавливались в связи с дестабилизацией обстановки в Кыргызстане в 2010 г.), разработана проектно-сметная документация на проведение геофизических работ, по которой получено положительное заключение ФБУ «Росгеолэкспертиза». Проводится подготовка документации, необходимой для продления лицензий на право пользования недрами. Ведутся подготовительные работы к проведению геофизических исследований.

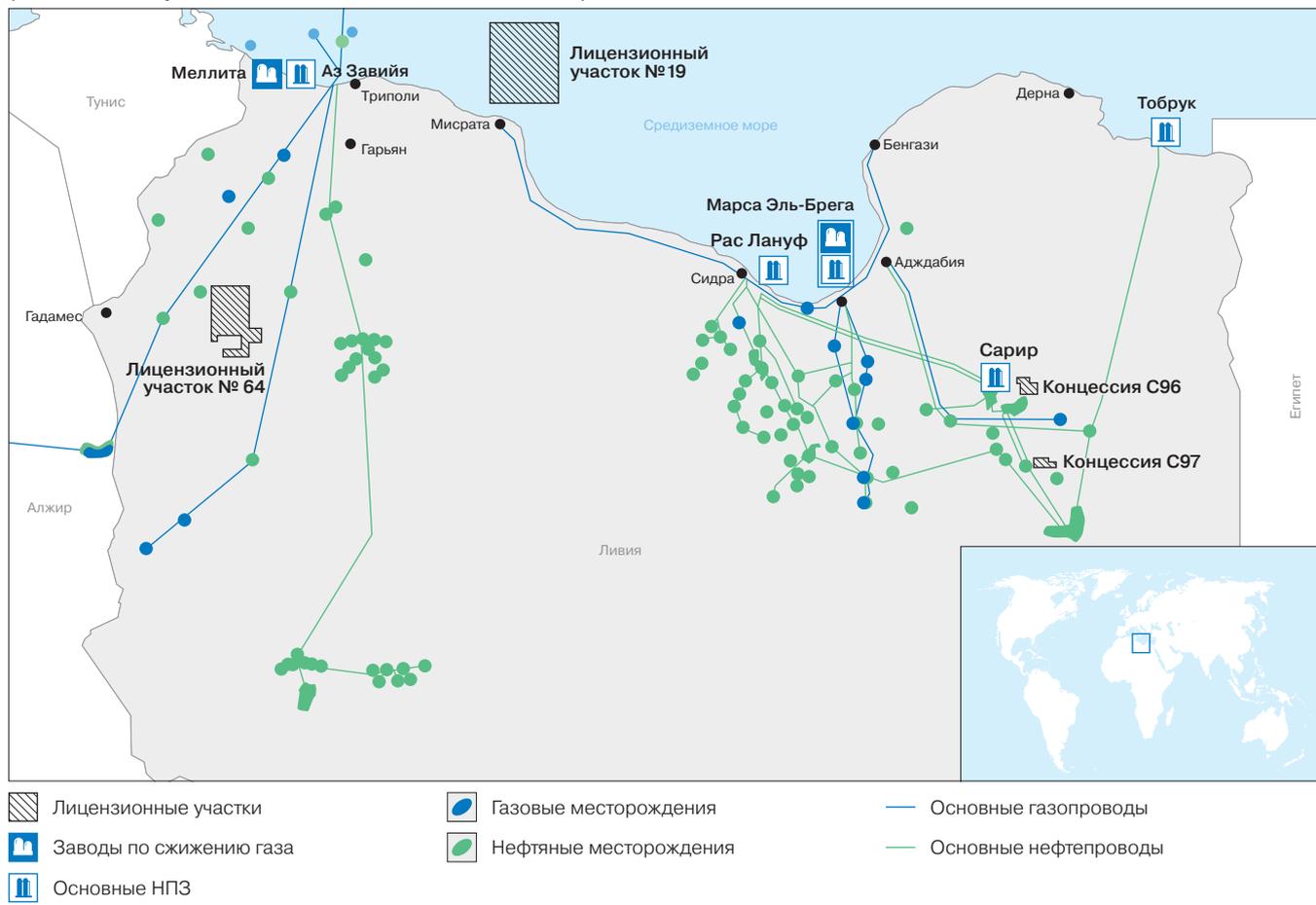
Области ГРП Газпрома в Кыргызстане



## Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 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.	В августе 2013 г. оператором проекта объявлен режим форс-мажора. В 2014 г. общая добыча составила 0,4 млн т нефти.

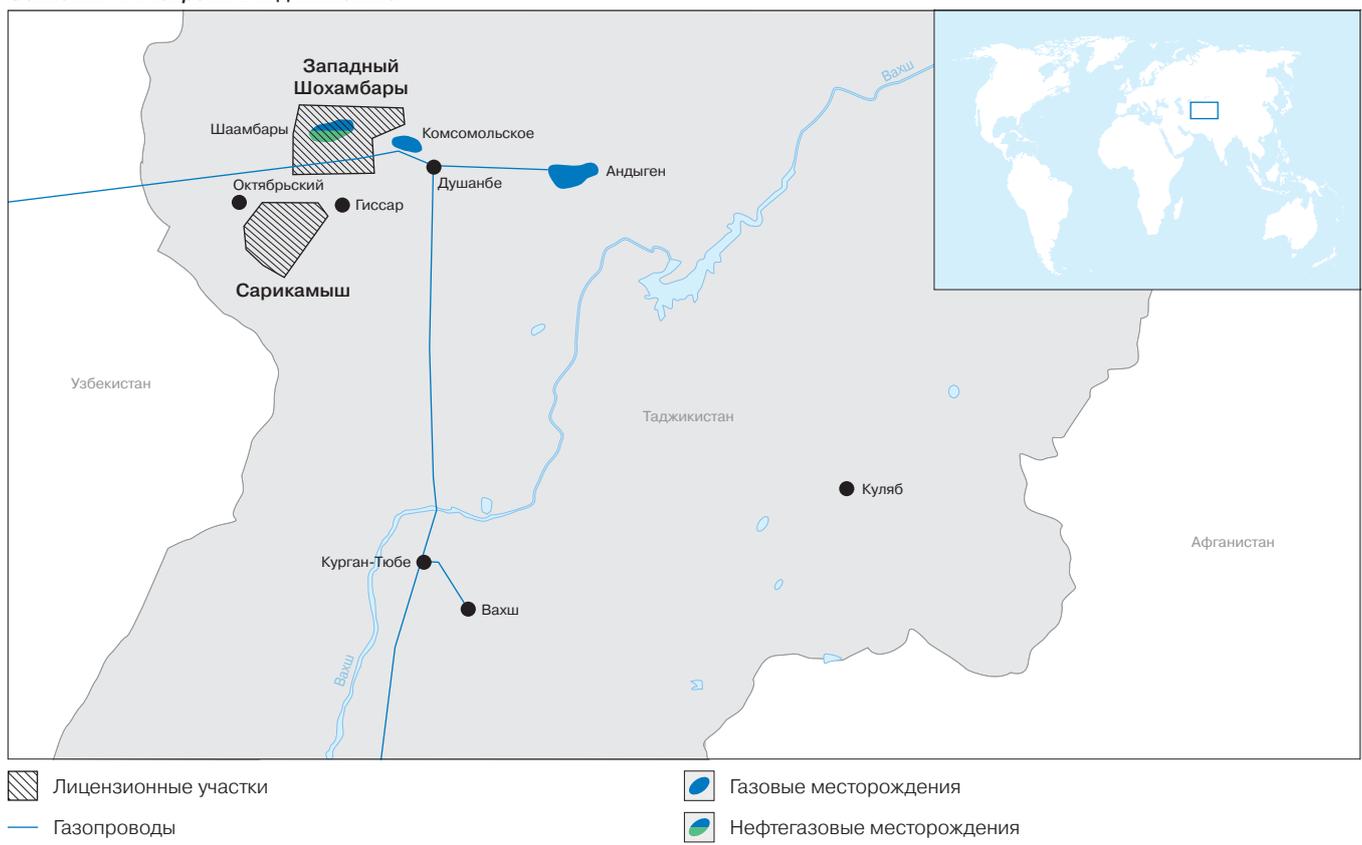
## Области поисково-разведочных работ Газпрома, концессии с долевым участием Группы в Ливии (лицензионные участки № 19 и № 64, концессии С96 и С97)



Таджикистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
<p>Проведение ГРП на нефтегазоперспективных площадях Сарикамыш, Саргазон, Ренган и Западный Шохамбары. 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. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). 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. Для выполнения геофизических работ на площади Западный Шохамбары разработана проектно-сметная документация, по которой получено положительное заключение ФБУ «Росгеол-экспертиза».</p>

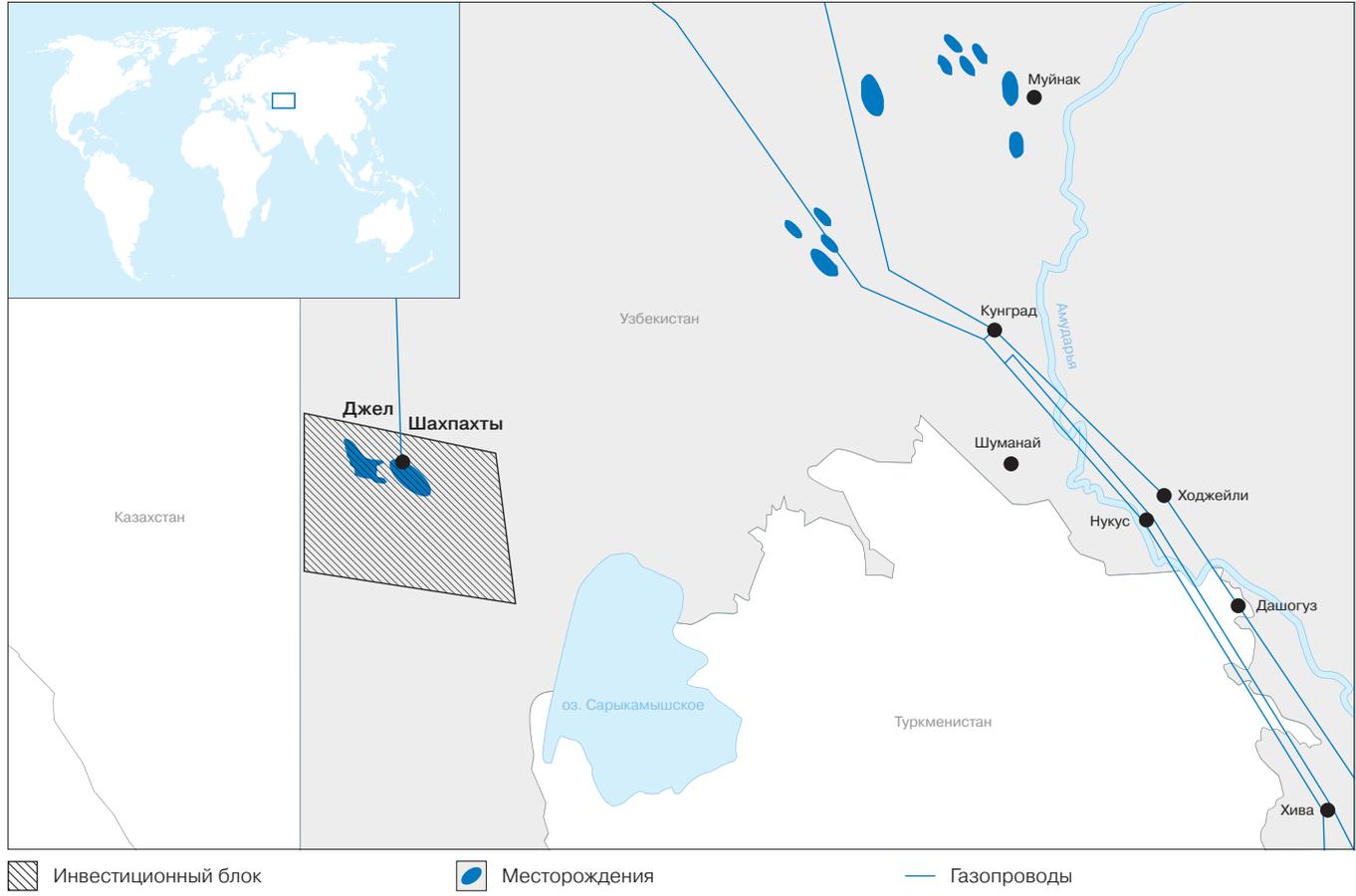
Области ГРП Газпрома в Таджикистане



## Узбекистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 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. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). Партнер — НХК «Узбекнефтегаз». На этапе ГРП Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту.	По результатам ГРП, проведенных в рамках исполнения лицензионных обязательств, в пределах Шахпахтинского лицензионного участка открыто месторождение Джел. Ведется подготовка проекта Соглашения об основных принципах разработки газоконденсатного месторождения Джел на условиях раздела продукции. Подготовлены технико-экономические предложения по реализации проекта на условиях СРП.
Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты в Устюртском регионе Республики Узбекистан и доработка остаточных запасов газа.	2004 г.	—	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — АО «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 АО «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 <sup>3</sup> природного газа.

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

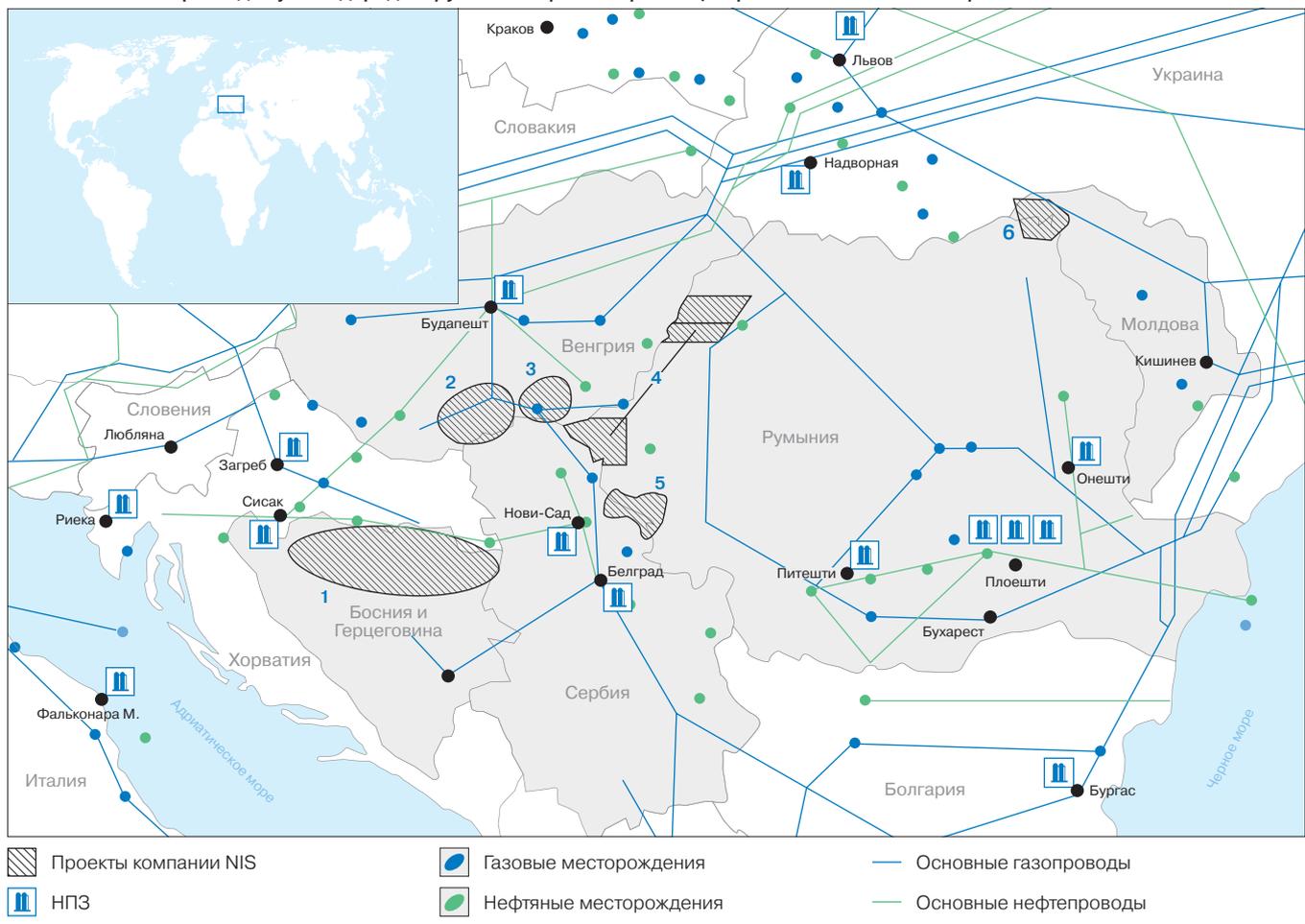


## Центральная и Восточная Европа

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
<b>Босния и Герцеговина</b>				
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 %. Партнер — ОАО «НефтегазИнКор» (дочернее общество ОАО «Зарубежнефть»).	Завершены сейсморазведочные работы и поисковое бурение. Ведутся камеральные работы по анализу и обобщению проведенных ГРП.
<b>Венгрия</b>				
Блок Мако Trough	2012 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).	Завершено бурение двух поисковых скважин. Результаты испытания отрицательные. Ведутся переговоры с партнером Falcon о выходе из проекта.
Блок Kishkunhalash	2011 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).	Завершена программа поисково-разведочного бурения. Получены положительные результаты. Изучается возможность перевода проекта в стадию пробной эксплуатации.
<b>Румыния</b>				
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 приостановлены сейсморазведочные работы в связи со сложными поверхностными условиями. По блокам Ex-7, 8 проводятся сейсморазведочные работы. Сейсморазведочные работы на блоках Ex-2, 3 будут выполняться после завершения сейсморазведочных работ на блоках Ex-7, 8.
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 испытание оценочной скважины с положительным результатом, ожидается начало эксплуатации в 2015 г.

Блок Ex-12 Crai Nou	2011 г.	–	<p>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 &amp; Gas (оператор).</p>	<p>Проведен сбор, систематизация и анализ геолого-геофизических данных прошлых лет, по итогам рассмотрения актуализирована геологическая модель блока, подготовлены предложения к программе ГРП.</p>
---------------------	---------	---	--	--

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



- 1 Разведочные блоки в Республике Сербской
- 2 Блок Kishkunhalash
- 3 Блок Maکو 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				
	2010	2011	2012	2013	2014
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км	1 339	2 470	3 213	703	1 277
Капитальный ремонт, км	2 427,3	2 436,6	2 487,3	1 818,8	1 581,2
Количество технических отказов на 1 000 км	0,04	0,07	0,09	0,05	0,03

## Основные технические характеристики газотранспортных активов Группы в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одностороннем исчислении, тыс. км	161,7	164,7	168,3	168,9	170,7
Линейные компрессорные станции, ед.	215	211	222	247	250
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 659	3 630	3 738	3 820	3 825
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	42,1	41,7	43,9	45,9	46,1

## Структура магистральных газопроводов Группы Газпром на территории России по сроку эксплуатации, 2010–2014 гг., тыс. км

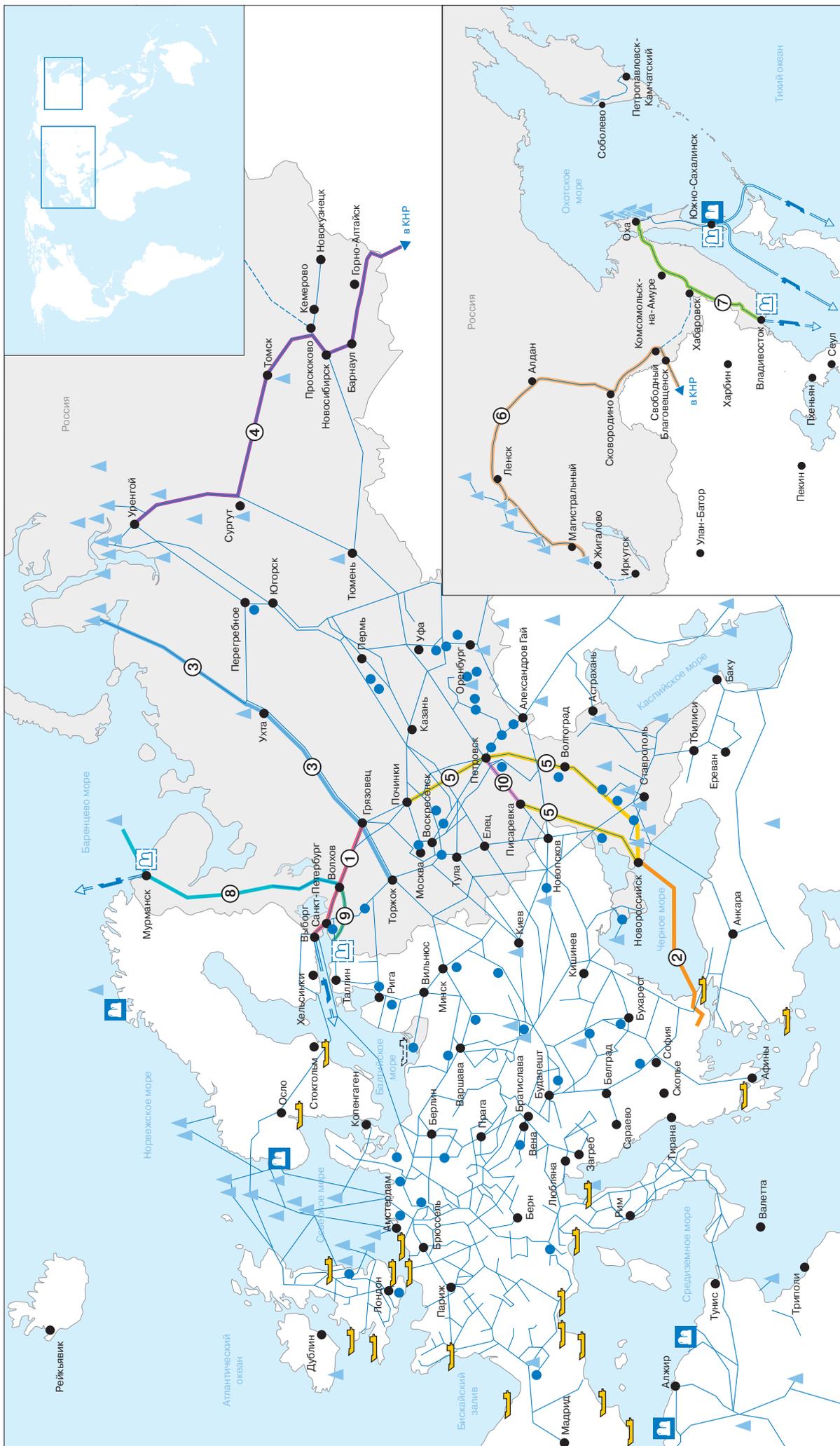
	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
10 лет и менее	17,2	19,6	22,2	21,1	20,6
От 11 до 20 лет	25,0	21,8	20,4	20,0	20,7
От 21 года до 30 лет	70,9	64,6	61,7	56,5	50,6
От 31 до 40 лет	23,8	31,8	36,8	41,7	46,6
От 41 до 50 лет	19,3	19,6	18,8	19,7	20,6
Более 50 лет	5,5	7,3	8,4	9,9	11,6
<b>Всего</b>	<b>161,7</b>	<b>164,7</b>	<b>168,3</b>	<b>168,9</b>	<b>170,7</b>

**Поступление и распределение газа, транспортированного по ГТС Газпрома  
на территории Российской Федерации, млрд м<sup>3</sup>**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Поступление в газотранспортную систему (ГТС)</b>					
Поступление в ГТС, в т. ч.:	614,1	630,9	613,7	621,0	588,7
центральноеазиатский газ	35,3	31,8	31,7	29,3	26,4
азербайджанский газ	0,8	1,5	1,6	1,4	0,2
Отбор газа из ПХГ России	40,8	47,1	44,3	32,7	32,7
Сокращение запаса газа в ГТС	6,3	5,2	8,2	5,7	6,1
<b>Всего</b>	<b>661,2</b>	<b>683,2</b>	<b>666,2</b>	<b>659,4</b>	<b>627,5</b>
<b>Распределение из ГТС</b>					
Поставка внутри России, в т. ч.:	354,9	365,6	362,3	354,6	356,5
центральноеазиатский газ	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Поставка за пределы России, в т. ч.:	209,3	217,7	209,3	220,2	196,2
центральноеазиатский газ	35,2	31,8	31,6	29,3	26,4
азербайджанский газ	0,8	1,5	1,6	1,4	0,2
Закачка газа в ПХГ России	47,7	48,2	44,1	38,4	35,1
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	43,6	45,8	40,9	40,6	33,2
Увеличение запаса газа в ГТС	5,7	5,9	9,6	5,6	6,5
<b>Всего</b>	<b>661,2</b>	<b>683,2</b>	<b>666,2</b>	<b>659,4</b>	<b>627,5</b>

# Газотранспортные проекты и проекты производства СПГ

## Газотранспортная система



Газотранспортные проекты Газпрома		Реконструкция газопровода Уренгой — Новолосков на участке Петровск — Писаревка	
1	2	3	4
Строительство лупингов газопровода Грязовец — Выборг	«Турецкий поток»	Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток» / «Турецкий поток»	Направления поставок СПГ
Бованенково — Ухта (2-я нитка) и Ухта — Торжок (2-я нитка)	«Западный» маршрут поставок газа в КНР	«Сила Сибири»	Основные газопроводы
«Турецкий поток»	«Турецкий поток»	ГТС Сахалин — Хабаровск — Владивосток	Месторождения газа
Бованенково — Ухта (2-я нитка) и Ухта — Торжок (2-я нитка)	«Западный» маршрут поставок газа в КНР	Штокмановское ГКМ — Мурманск и Мурманск — Волхов	Объекты подземного хранения газа (ПХГ)
«Турецкий поток»	«Турецкий поток»	Газопровод подключения завода «Балтийский СПГ»	

## Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность	Годовая производительность	
Газопровод подключения завода «Балтийский СПГ»	Обеспечение подачи газа на завод СПГ.	360 км	1 КС / 112 МВт	34,4 млрд м <sup>3</sup>	Учен в объемах предынвестиционного исследования «Обоснования инвестиций в проект строитель завода СПГ в Ленинградской области (Балтийский СПГ)»
Лупинги газопровода Грязовец — Выборг с целью замыкания второй нитки на участке Грязовец — Волхов	Поставка газа потребителям Северо-Западного региона России.	213 км	—	9,4 млрд м <sup>3</sup>	Разрабатывается проектная документация.
«Турецкий поток»	Поставки природного российского газа через акваторию Черного моря в Турцию и далее до границы с Грецией.	Около 1 100 км (будет уточнено по результатам обоснования инвестиций)	Уточняется	63 млрд м <sup>3</sup>	С 1 декабря 2014 г. ОАО «Газпром» прекращены работы по проекту «Южный поток». 1 декабря 2014 г. между ОАО «Газпром» и турецкой компанией Botas Petroleum Pipeline Corrogation подписан Меморандум о взаимопонимании по строительству морского газопровода через Черное море в направлении Турции. Проводятся переговоры с турецкими партнерами.
Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток» / «Турецкий поток»	Транспортировка газа по территории России для обеспечения его подачи в газопровод «Турецкий поток» и российским потребителям. До декабря 2014 г. реализовывался для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток».	2 506 км	10 КС / 1 516 МВт	До 65 млрд м <sup>3</sup>	Ведутся строительные работы. В 2014 г. введены участки линейной части общей протяженностью 479 км.
Реконструкция газопровода Уренгой — Новолосков на участке Петровск — Писаревка	Реконструкция существующих объектов ГТС для повышения надежности транспортировки газа для подачи в газопровод «Турецкий поток».	20 км (подводные переходы и перемычки)	7 КС / 544 МВт	31,6 млрд м <sup>3</sup>	Ведутся строительные работы. В 2014 г. введены в эксплуатацию КС Бубновка и КС Екатериновка общей мощностью 160 МВт.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность		
Мурманск — Волхов	Транспортировка газа Штокмановского месторождения в ЕСГ России.	1 365 км	До 10 КС / 1 225 МВт	До 46 млрд м <sup>3</sup> (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 (вторая нитка)	Система газопроводов для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал в центральные районы России.	1 266,9 км	9 КС / 830 МВт	57,5 млрд м <sup>3</sup>	2014–2019 гг.	Ведутся строительные работы. В 2014 г. введены участки второй нитки общей протяженностью 696 км.
Ухта — Торжок (вторая нитка)		972 км	7 КС / 625 МВт	45 млрд м <sup>3</sup>	2014–2017 гг.	Завершена разработка проектной документации. Ведется подготовка рабочей документации.
«Западный» маршрут поставок газа в КНР	Организация поставок газа Западной Сибири в КНР, диверсификация экспорта.	2 622 км	12 КС (в стадии уточнения)	Проектная производительность — 30 млрд м <sup>3</sup> в год.	По результатам переговоров о поставках газа в КНР ОАО «Газпром» готово в сжатые сроки реализовать проект	В ноябре 2014 г. между ОАО «Газпром» и CNPC подписано Рамочное соглашение о поставках природного газа из России в КНР по «западному» маршруту. Ведутся переговоры с партнерами из КНР по проекту.
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.		Проект подлежит корректировке на основании уточненного баланса газа.			В 2012 г. осуществлен ввод в эксплуатацию первого пускового комплекса производительностью 5,5 млрд м <sup>3</sup> в составе 1 354 км линейной части и КС мощностью 32 МВт. Выполняются проектно-изыскательские работы по корректировке проектной документации, связанной с дальнейшим развитием ГТС Сахалин — Хабаровск — Владивосток, изменением условий местности после наводнения осенью 2013 г., а также изменением технических норм проектирования.
«Сила Сибири»	Транспортировка газа с Ковыктинского ГКМ и Чаяндинского НГКМ для газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа и поставок газа на рынки стран АТР.	3 056 км, в т. ч. 2 177 км до Благо- вещенска	9 КС / 1 330 МВт, в т. ч. 8 КС / 1 298 МВт до Благо- вещенска	До 61 млрд м <sup>3</sup>	2018 г.	Завершена разработка проектной документации по участку Чаянда — Ленск, на проектную документацию получено заключение государственной экспертизы. Ведется разработка рабочей документации. Продолжаются проектно-изыскательские работы по участкам газопровода от Чаяндинского месторождения до Благовещенска.

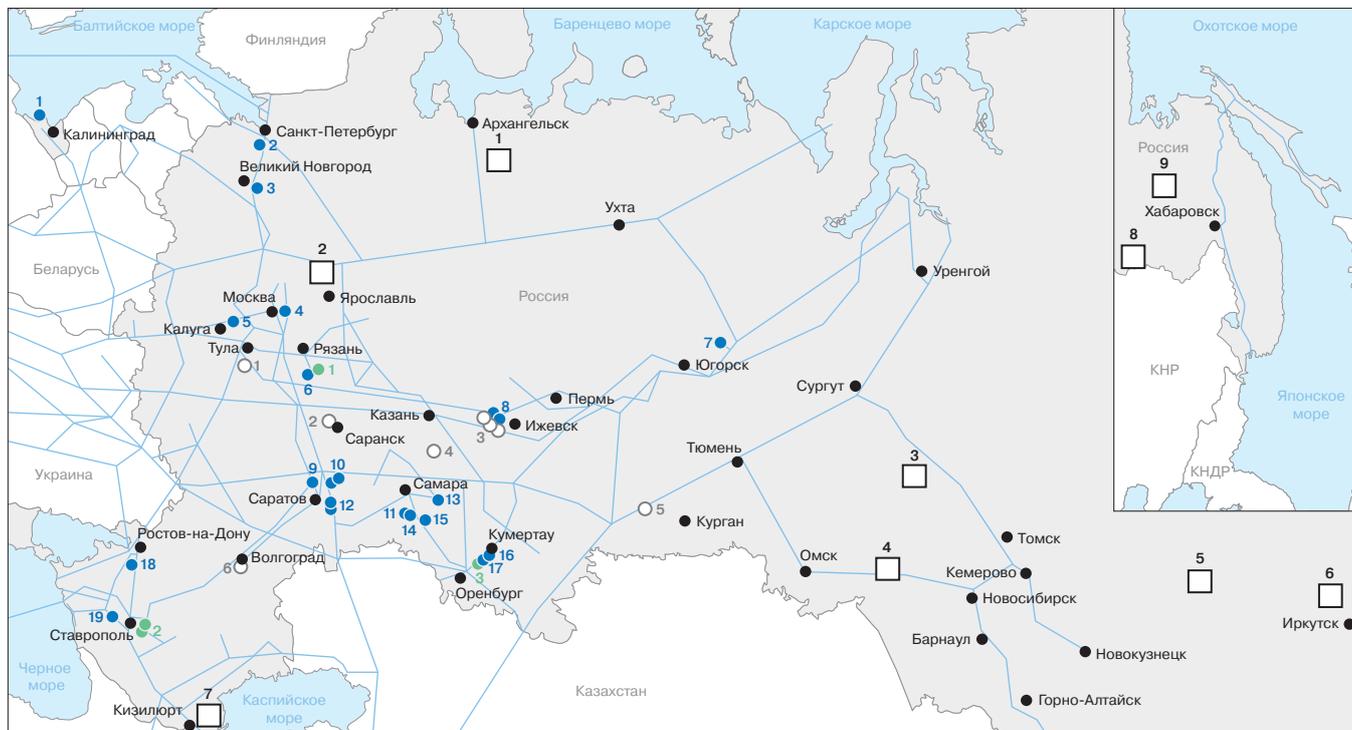
## Проекты Группы Газпром по созданию мощностей регазификации СПГ

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Регазификационный терминал г. Калининград	Обеспечение энергобезопасности Калининградской области.	2,7 млрд м <sup>3</sup> в год	Декабрь 2017 г.	Завершено предынвестиционное исследование «Обоснование инвестиций в строительство регазификационного терминала в Калининградской области». Принято решение о переходе к проектной стадии.

## Перспективные проекты производства крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Балтийский СПГ	Страны Атлантического региона, в том числе европейские страны, не охваченные поставками трубопроводного российского газа (Испания, Португалия), страны Латинской Америки, Ближнего Востока, Индия. Кроме того, часть объемов СПГ с проекта может поставляться на европейский рынок в качестве бункерного топлива.	10 млн т в год	2020 г. (ввод первой линии)	Зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газпром СПГ Санкт-Петербург». Завершена разработка «Обоснования 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	Бюджет уточнен по результатам стадии проектирования	Зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газпром СПГ Владивосток». Выполняются проектно-изыскательские работы.
Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2»	Страны АТР	5 млн т	Бюджет уточнен по результатам стадии проектирования	В рамках подготовки проектной документации в объеме FEED завершена разработка интегральной технической концепции проекта.

### Действующие и перспективные объекты подземного хранения газа Газпрома на территории России



— Основные газопроводы

● Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м<sup>3</sup>

● Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м<sup>3</sup>

○ Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ

□ Разведываемые площади под объекты ПХГ

- 1 Калининградское
- 2 Гатчинское
- 3 Невское
- 4 Щелковское
- 5 Калужское
- 6 Увязовское
- 7 Пунгинское
- 8 Карашурское
- 9 Песчано-Уметское
- 10 Елшано-Курдюмское
- 11 Дмитриевское
- 12 Степновское
- 13 Аманакское
- 14 Михайловское
- 15 Кирюшкинское
- 16 Канчуринское
- 17 Мусинское
- 18 Кущевское
- 19 Краснодарское

- 1 Касимовское
- 2 Северо-Ставропольское
- 3 Совхозное

- 1 Новомосковское
- 2 Беднодемьяновское
- 3 Удмуртский резервирующий комплекс
- 4 Арбузовское
- 5 Шатровское
- 6 Волгоградское

- 1 Архангельская
- 2 Скалинская
- 3 Тигинская
- 4 Колмаковская
- 5 Ачинская
- 6 Ангарская
- 7 Площадь в Дагестане
- 8 Благовещенская
- 9 Адниканская

## Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	25	25	25	26	26
Объем активной емкости по обустройству, млрд м <sup>3</sup>	65,41	66,70	68,16	70,41	71,10
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 564	2 602	2 621	2 689	2 685

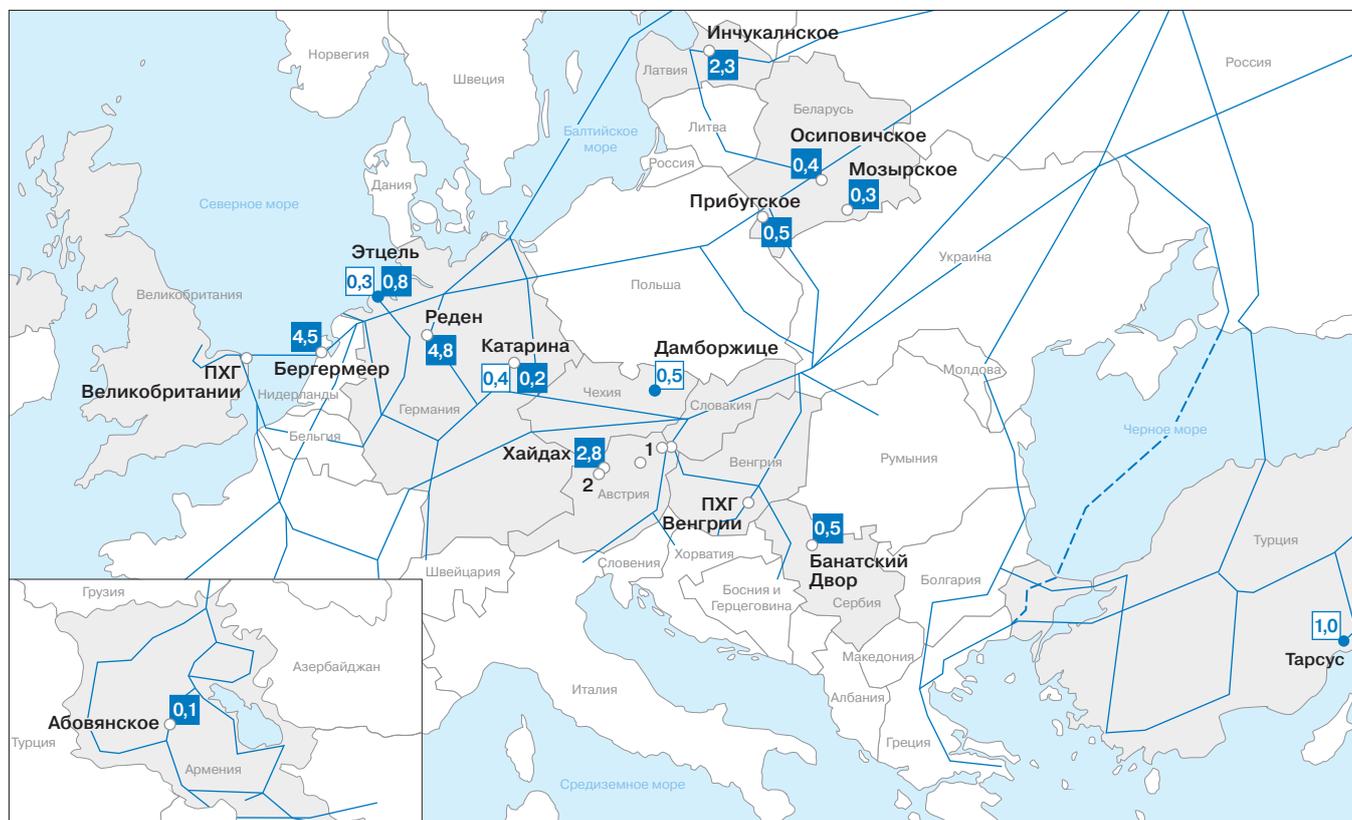
## Хранение газа на территории России

	Сезон закачки				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Закачка газа в ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
I кв.	866,6	–	357,6	55,7	189,4
II кв.	24 097,7	21 291,8	23 793,6	21 407,9	14 963,8
III кв.	20 681,0	24 248,5	18 006,8	13 784,8	16 790,1
IV кв.	2 085,4	2 657,2	1 938,7	3 120,1	3 191,2
<b>Всего за сезон</b>	<b>47 730,7</b>	<b>48 197,5</b>	<b>44 096,7</b>	<b>38 368,5</b>	<b>35 134,5</b>
	Сезон отбора				
	2010–2011	2011–2012	2012–2013	2013–2014	2014–2015
<b>Отбор газа из ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
III кв.	135,1	300,0	143,9	63,2	41,9
IV кв.	14 428,8	13 664,6	14 418,3	9 777,0	8 262,5
I кв. следующего года	31 740,7	29 258,1	21 815,7	21 662,3	16 622,9
II кв. следующего года	1 366,2	481,9	1 091,9	2 714,6	2 564,2
<b>Всего за сезон</b>	<b>47 670,8</b>	<b>43 704,5</b>	<b>37 469,8</b>	<b>34 217,1</b>	<b>27 491,5</b>
Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м <sup>3</sup> /сут.	620,0	647,7	671,1	727,8	770,4

## 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 <sup>3</sup>	12 млн м <sup>3</sup>
Пензенская область, Республика Мордовия	Беднодемьяновское	Водоносные структуры	7,2 млрд м <sup>3</sup>	94,0 млн м <sup>3</sup>
Волгоградская область	Волгоградское	В отложениях каменной соли	0,3 млрд м <sup>3</sup>	25 млн м <sup>3</sup>
Новгородская область	Невское	Водоносные структуры	2,0 млрд м <sup>3</sup>	28 млн м <sup>3</sup>
Рязанская область	Касимовское	Водоносные структуры	11,0 млрд м <sup>3</sup>	170 млн м <sup>3</sup>
Оренбургская область	Совхозное	Истошенное месторождение	7,0 млрд м <sup>3</sup>	70 млн м <sup>3</sup>
Саратовская область	Степновское	Истошенное месторождение	5,63 млрд м <sup>3</sup>	80 млн м <sup>3</sup>
Краснодарский край	Кушевское	Истошенное месторождение	6,8 млрд м <sup>3</sup>	65 млн м <sup>3</sup>
Республика Башкортостан	Канчуринско-Мусинский комплекс	Истошенное месторождение	4,73 млрд м <sup>3</sup>	59,37 млн м <sup>3</sup>
Самарская область	Киришкинское	Истошенное месторождение	0,425 млрд м <sup>3</sup>	2,6 млн м <sup>3</sup>
Тюменская область	Пунгинское	Истошенное месторождение	3,5 млрд м <sup>3</sup>	43 млн м <sup>3</sup>
Удмуртская Республика	Удмуртский резервирующий комплекс	Водоносные структуры	2,81 млрд м <sup>3</sup>	44,9 млн м <sup>3</sup>

### Действующие и перспективные объекты ПХГ за рубежом



**4,8** Действующие ПХГ, используемые Газпромом, с активной емкостью, млрд м<sup>3</sup>

— Основные газопроводы

**0,6** Перспективные объекты ПХГ с участием Газпрома с активной емкостью, млрд м<sup>3</sup>

- - - Проектируемые и строящиеся газопроводы

1 Действующие ПХГ компании OMV

2 Действующие ПХГ компании RAG ES

### Используемая Группой Газпром активная емкость ПХГ на территории зарубежных стран, млрд м<sup>3</sup>

	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Европейские страны дальнего зарубежья	2,5	3,0	4,5	4,1	5,4
Страны БСС	1,7	1,7	2,7	2,8	3,2

## Характеристика объектов ПХГ, используемых Группой Газпром за рубежом

Страна	ПХГ	Основание для хранения	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2014 г.					
			Суммарная активная емкость, используемая Газпромом, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность, используемая Газпромом, млн м <sup>3</sup>	КС	ГПА	Установленная мощность ГПА, МВт	Эксплуатационные скважины/каверны
Австрия	Хайдах	Долевое владение на правах соинвестора (34 %)	1,900	18,9	1	4	62	17
	ПХГ RAG ES	Соглашение об аренде с компанией RAG ES	0,100	1,7	x	x	x	x
	ПХГ OMV	Соглашение об аренде с компанией OMV	0,300	4,0	x	x	x	x
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	10,0	1	7	88	16
	Катарина	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,170	3,0	–	–	–	2
	ПХГ Германии	Соглашение об аренде с компанией Vitol	0,500	8,0	x	x	x	x
Великобритания	ПХГ Великобритании	Соглашение об аренде с компанией Vitol	0,230	1,9	x	x	x	x
Венгрия	ПХГ Венгрии	Соглашение об аренде с компанией MFGK	0,700	10,0	–	–	–	–
Нидерланды	ПХГ Бергермеер	Соглашение о хранении с компанией TAQA Onshore B.V.	1,900	26,4	x	x	x	x
Беларусь	Прибугское	В собственности дочернего общества	0,458	6,0	2	5	7,1	53
	Осиповичское	В собственности дочернего общества	0,385	5,0	1	6	4,4	42
	Мозырское	В собственности дочернего общества	0,310	20,0	1	2	4,6	11
Латвия	Инчукалнское	Долевое владение на правах соинвестора (34 %)	1,9	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 м<sup>3</sup>

	Сезон закачки I–IV кв.				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Закачка газа в ПХГ за рубежом</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Армения	46,1	23,1	127,4	29,2	68,9
Беларусь	x	748,0	940,8	928,8	962,3
Латвия	1 639,5	1 567,5	1 599,5	1 536,7	1 907,1
<b>Дальнее зарубежье</b>					
Австрия	580,8	1 093,7	1 407,1	1 472,0	1 303,5
Великобритания	233,7	225,2	224,3	226,5	224,0
Венгрия	–	–	–	–	699,9
Германия	705,3	155,2	2 149,5	1 464,2	886,1
Нидерланды	853,8	1 582,6	1 276,7	617,3	1 313,1
Сербия	–	279,4	336,2	93,5	118,4
Франция	298,2	–	–	–	–
<b>Всего за сезон</b>	<b>4 357,4</b>	<b>5 674,7</b>	<b>8 061,5</b>	<b>6 368,2</b>	<b>7 483,3</b>
	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2010–2011	2011–2012	2012–2013	2013–2014	2014–2015
<b>Отбор газа из ПХГ за рубежом*</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Армения	21,2	127,1	18,2	66,7	23,0
Беларусь	–	783,5	840,9	813,1	837,0
Латвия	1 658,5	1 529,8	1 410,8	1 318,4	1 451,3
<b>Дальнее зарубежье</b>					
Австрия	543,7	982,6	1 534,1	1 171,6	982,8
Великобритания	435,0	225,2	224,3	226,5	224,0
Венгрия	–	–	–	–	699,9
Германия	481,8	716,9	2 342,2	1 123,7	750,3
Нидерланды	–	–	–	–	405,4
Сербия	–	34,3	145,7	67,5	0,5
Франция	299,7	–	–	–	–
<b>Всего за сезон</b>	<b>3 439,9</b>	<b>4 399,4</b>	<b>6 516,2</b>	<b>4 787,5</b>	<b>5 374,2</b>

\* 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				Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
						Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность, млн м <sup>3</sup>	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	
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	21,6	2013 г.	2018 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство второй очереди.
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истощенное месторождение	2014 г.	Долевое владение на правах соинвестора (50 %)	0,456	7,6	2016 г.	2018 г.	Ведется строительство.
	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				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Переработка природного и попутного газа, млрд м<sup>3</sup></b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	33,62	33,16	32,23	31,11	30,00
Газпром нефтехим Салават**	–	–	0,22	0,41	0,45
<b>Всего</b>	<b>33,62</b>	<b>33,16</b>	<b>32,45</b>	<b>31,52</b>	<b>30,45</b>
<b>Переработка нефти и нестабильного газового конденсата, млн т</b>					
ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*	12,32	13,04	13,97	16,09	16,38
Газпром нефть	37,90	40,49	43,34	42,63	43,48
в т. ч. за рубежом	2,85	2,36	4,08	3,80	3,78
Газпром нефтехим Салават**	–	–	4,23	7,42	8,27
<b>Всего</b>	<b>50,22</b>	<b>53,53</b>	<b>61,54</b>	<b>66,14</b>	<b>68,13</b>

\* 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				
	2010	2011	2012	2013	2014
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 828,3	4 595,1	4 675,3	6 035,3	6 410,8
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	26,2	25,7	25,0	24,2	23,3
СУГ, тыс. т	3 119,3	2 972,7	3 097,3	3 276,4	3 432,6
в т. ч. за рубежом	110,5	83,0	127,2	118,0	110,8
Автомобильный бензин, тыс. т	9 368,8	10 253,3	11 706,9	12 125,2	12 067,9
в т. ч. за рубежом	554,4	459,0	827,8	669,9	762,7
Дизельное топливо, тыс. т	12 830,9	12 771,6	14 459,5	16 215,2	16 323,3
в т. ч. за рубежом	898,1	675,0	1 251,9	1 423,5	1 493,4
Авиационное топливо, тыс. т	2 598,1	2 735,5	2 813,7	2 852,0	3 161,9
в т. ч. за рубежом	68,2	75,0	73,3	73,2	108,5
Мазут топочный, тыс. т	8 176,4	8 642,5	10 123,8	9 132,0	9 361,2
в т. ч. за рубежом	528,5	403,0	1 081,7	739,4	717,8
Масла, тыс. т	367,1	391,0	380,3	396,2	374,3
Сера, тыс. т	5 252,4	5 391,5	5 311,1	4 936,9	4 747,8
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	4 856,1	3 526,4	4 923,9	3 570,7	3 997,5
ШФЛУ, тыс. т	491,7	697,4	998,4	1 587,6	1 534,7
Мономеры, тыс. т	x	x	97,8	242,6	262,2
Полимеры, тыс. т	x	x	61,3	133,2	162,1
Продукция органического синтеза, тыс. т	x	x	87,4	86,8	84,7
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	x	x	326,1	752,1	778,2

**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, углекислота, аммиачная селитра)	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

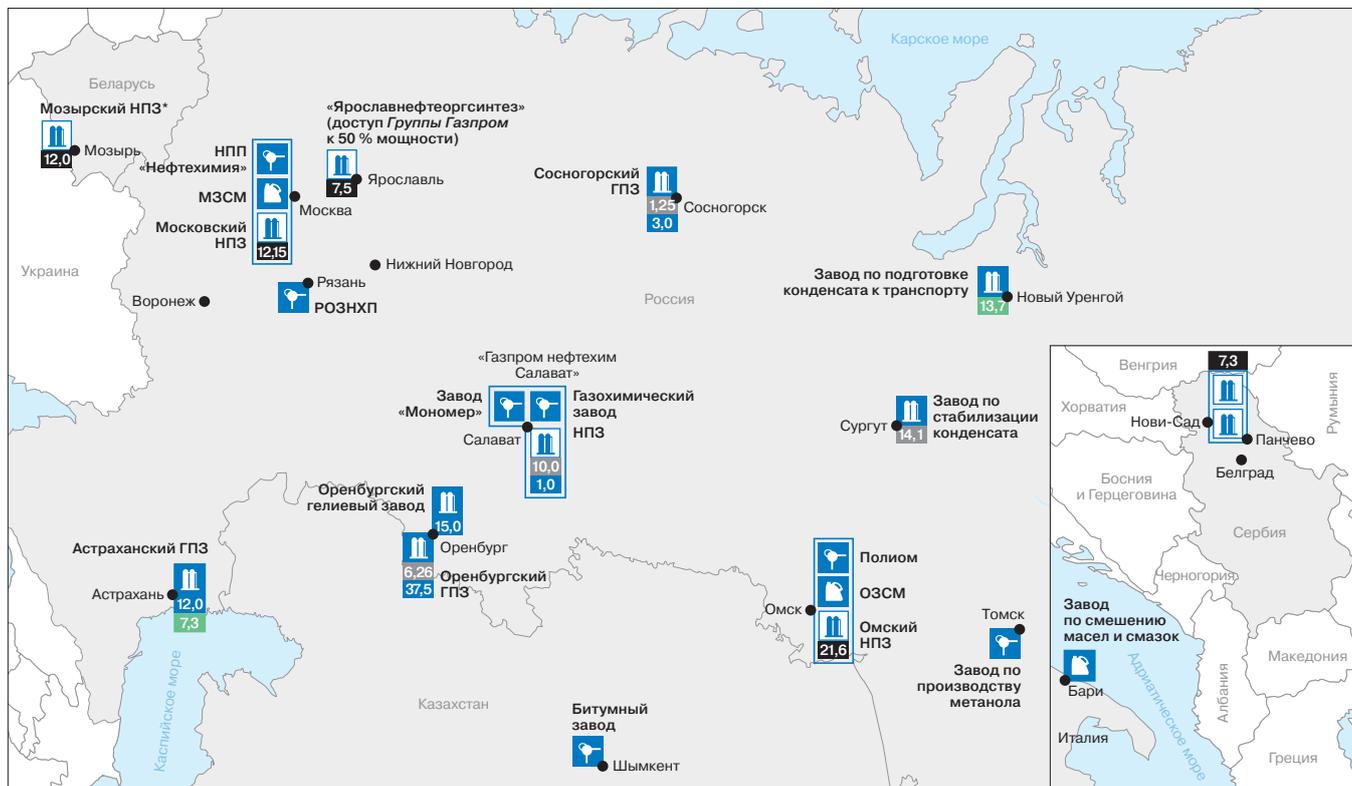
**Производство основных видов продукции переработки дочерними обществами  
Группы Газпром (без учета давальческого сырья)**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ОАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100 % участием*</b>					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 828,3	4 595,1	4 675,3	6 035,3	6 410,8
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	26,2	25,7	25,0	24,2	23,3
СУГ, тыс. т	2 311,6	2 281,7	2 286,4	2 287,4	2 441,7
Автомобильный бензин, тыс. т	2 114,3	2 153,3	2 243,8	2 428,8	2 519,7
Дизельное топливо, тыс. т	1 366,2	1 280,6	1 554,5	1 569,0	1 585,7
Авиационное топливо, тыс. т	165,7	166,5	146,0	158,8	172,1
Мазут топочный, тыс. т	377,9	299,5	347,3	351,4	329,6
Сера, тыс. т	5 154,9	5 283,5	5 203,4	4 790,4	4 589,4
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	4 856,1	3 526,4	4 923,9	3 570,7	3 997,5
ШФЛУ, тыс. т	491,7	697,4	998,4	1 587,6	1 534,7
<b>Газпром нефть</b>					
СУГ, тыс. т	807,7	691,0	810,9	989,0	990,9
Автомобильный бензин, тыс. т	7 254,5	8 100,0	8 961,6	8 923,0	8 844,8
Дизельное топливо, тыс. т	11 464,7	11 491,1	11 508,1	12 087,8	12 147,4
Авиационное топливо, тыс. т	2 432,5	2 569,0	2 667,7	2 693,2	2 989,8
Мазут топочный, тыс. т	7 798,5	8 343,0	8 775,2	7 476,9	7 391,7
Масла, тыс. т	367,1	391,0	380,3	396,2	374,3
Сера, тыс. т	97,5	108,0	107,7	117,0	123,6
<b>Газпром нефтехим Салават**</b>					
Автомобильный бензин, тыс. т	x	x	501,5	773,3	703,4
Дизельное топливо, тыс. т	x	x	1 396,9	2 558,4	2 590,3
Мазут топочный, тыс. т	x	x	970,2	1 303,8	1 639,9
Сера, тыс. т	x	x	16,6	29,5	34,8
Мономеры, тыс. т	x	x	97,8	242,6	262,2
Полимеры и изделия, тыс. т	x	x	61,3	133,2	162,1
Продукция органического синтеза, тыс. т	x	x	87,4	86,8	84,7
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	x	x	326,1	752,1	778,2

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

\*\* Показатели приведены начиная с 1 июня 2012 г.

### Размещение предприятий по переработке углеводородного сырья и производству продукции



ГПЗ с установленной мощностью по переработке

Нефте- и газохимическое производство

37,5 Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup>

8,05 Нефть и конденсат, млн т

НПЗ с установленной мощностью по переработке

Производство масел и смазочных материалов

15,0 Конденсат, млн т

2,56 Нефть, млн т

\* Объем переработки нефти на Мозырском НПЗ определяется графиком поставки нефти Группой Газпром нефть, утверждаемым Минэнерго России, а также распределением поставляемой нефти между собственной переработкой Группы Газпром нефть и продажей Мозырскому НПЗ, в соответствии с Межправительственным соглашением между Россией и Беларусью.

## Предприятия по переработке углеводородного сырья и производству нефте- и газохимической продукции

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2014 г.	Основная продукция
<b>Основные дочерние общества ОАО «Газпром» со 100 % участием</b>					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа; 7,3 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 м <sup>3</sup> 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 м <sup>3</sup> природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этан, сжиженный газ, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ)
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск (Республика Коми)	1946 г.	3,0 млрд м <sup>3</sup> 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 (ДКПЛ), топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтанализации
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	14,1 млн т нефтегазоконденсатной смеси (стабилизация)	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, ДКПЛ
Завод по производству метанола	ООО «Сибметхим»	Томск	1983 г.	750 тыс. т метанола	Метанол, формалин, карбамидоформальдегидные смолы
<b>Газпром нефть</b>					
Омский НПЗ	ОАО «Газпромнефть — Омский НПЗ»	Омск	1955 г.	21,6 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, сжиженные углеводородные газы (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, дизтопливо, 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)	Gasromneft Lubrificants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	30 тыс. т масел; 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

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2014 г.	Основная продукция
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть — смазочные материалы»	Омск	2009 г.	240 тыс. т масел	Моторные и индустриальные масла
Рязанский опытный завод нефтехимпродуктов (РОЗНП)	ЗАО «Рязанский опытный завод нефтехимпродуктов»	Рязань	2011 г. (установка по производству полимерно-битумного вяжущего)	60 тыс. т полимерно-битумного вяжущего	Полимерно-битумное вяжущее
ТОО «Газпромнефть-Битум Казахстан»	ТОО «Газпромнефть-Битум Казахстан»	Южно-Казахстанская область (Республика Казахстан)	2011 г.	280 тыс. т	Вязкий дорожный битум, жидкий дорожный битум, строительный битум
<b>Газпром нефтехим Салават</b>					
НПЗ	ОАО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1955 г.	10,0 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, фракция пентан-изопентановая, 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 полистилена; 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; 219 тыс. т водорода; 38,4 тыс. т пластификатора ДОФ; 16,3 тыс. т фталевого ангидрида; 15,0 тыс. т ортоксилола	Этилен, пропилен, бензол, фракция пентан-изопрециклопентадиеновая, 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»	Салават	1964 г.	461,4 тыс. т аммиака; 481,8 тыс. т карбамида	Аммиак, карбамид, аммиачная вода
Завод по производству минеральных удобрений	ОАО «Мелеузские минеральные удобрения»	Мелеуз	1977 г.	240,0 тыс. т аммиачной селитры	Аммиачная селитра

Кроме того, Группа Газпром имеет доступ к мощностям:

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2014 г.	Основная продукция
Ярославнефтеоргсинтез	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, парафиновосковая продукция
Мозырский НПЗ	ОАО «Мозырский НПЗ»	Мозырь (Республика 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
НПП «Нефтехимия»	ООО «НПП «Нефтехимия» (СП с ОАО «СИБУР Холдинг»)	Москва	2003 г.	120 тыс. т	Полипропилен
Полиом	ООО «Полиом» (СП с ОАО «СИБУР Холдинг» и ЗАО «ГК Титан»)	Омск	2013 г.	201 тыс. т	Полипропилен

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

Наименование и цель проекта	Компания	Место-положение	Характер строительства	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Новоуренгойский ГХК Цель — переработка газов дезанизации 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.
Амурский ГПЗ Цель — комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи	ОАО «Газпром»	Свободненский район Амурской области	Новое строительство	Переработка 45,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа (с возможностью увеличения до 55,0 млрд м <sup>3</sup> ). Производство 39,0 млрд м <sup>3</sup> товарного газа, 2,6 млн т этана, 1,8 млн т СУГ, 60,0 млн м <sup>3</sup> гелия	2018 г. (первый этап)	Разработаны основные технические решения. Создана компания специального назначения — ООО «Газпром переработка Благовещенск».
Расширение производств № 3, 6 на Астраханском ГПЗ Цель — увеличение глубины переработки сырья, повышение качества и экологических характеристик товарной продукции (дизельное топливо, бензин)	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	Новое строительство и реконструкция	Гарантированная переработка конденсата и ШЛФУ в объеме, соответствующем приему на переработку 12 млрд м <sup>3</sup> газа в год	2018 г.	Ведутся строительно-монтажные работы. Обеспечен ввод 36 объектов, в т. ч. объектов «Установка изомеризации пентан-гексановой фракции», «Комбинированная установка гидроочистки топлива».

Наименование и цель проекта	Компания	Место-положение	Характер строительства	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2014 г.)
Установка стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона Цель — создание на севере Тюменской области схемы подготовки и транспорта тяжелого парафинистого сырья (нефти и конденсата ачимовских залежей)	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район ЯНАО	Новое строительство	По нестабильному конденсату — 4 млн т в год; по стабильному конденсату — 2,4 млн т в год; по фракции C <sub>3+</sub> (ШФЛУ) — 1,2 млн т в год; по газам дезанизации — 0,4 млрд нм <sup>3</sup> в год	2017 г.	Начало работ.
Нефтеперерабатывающая станция Уренгойская	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район ЯНАО	Новое строительство	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2017 г.	Начало работ.
Нефtekонденсатопровод Уренгой — Пур-Пэ	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район ЯНАО	Новое строительство	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2017 г.	Начало работ.
Проекты увеличения глубины переработки на Омском НПЗ	ОАО «Газпромнефть — Омский НПЗ»	Омск				
Комплекс глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и гидродесульфуризации Цель — увеличение производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива			Новое строительство	2 млн т вакуумного газойля	2018 г.	Завершены FEED, разработка проектной документации. Законтрактовано оборудование длительного цикла изготовления.
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.	Сформирована первая редакция FEED, проводится тендер на поставку оборудования длительного цикла изготовления.
Установка замедленного коксования Цель — прекращение выпуска мазута и увеличение производства светлых нефтепродуктов и кокса			Новое строительство	2,0 млн т гудрона	2018 г.	Завершены FEED, разработка проектной документации, законтрактовано оборудование длительного цикла изготовления.
Проекты увеличения глубины переработки на Московском НПЗ	ОАО «Газпромнефть — Московский НПЗ»	Москва				
Комбинированная установка переработки нефти Цель — увеличение объемов переработки, производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива			Новое строительство	6,0 млн т нефти	2017 г.	Завершена стадия предварительного проектирования FEED, ведется разработка рабочей документации, заключены контракты на поставку оборудования длительного цикла изготовления.
Комплекс глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и флексикокинга Цель — снижение выпуска мазута, увеличение производства светлых нефтепродуктов			Новое строительство	2,0 млн т вакуумного газойля, 2,0 млн т гудрона	2019 г.	Завершена разработка базового проекта по флексикокингу и технико-экономического обоснования энергоблока.

Генерирующие мощности Группы Газпром

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Электрические мощности, МВт</b>					
<b>На территории России</b>					
ОАО «Мосэнерго»	11 900	12 305	12 299	12 262	12 737
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	193	166
<i>Газпром нефтехим Салават**</i>	x	x	x	541	541
ОАО «ОГК-2»	8 707	17 869	18 448	17 995	18 422
ОАО «ОГК-6»***	9 162	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	6 266	6 837	6 870	7 238	7 164
<b>Всего</b>	<b>36 035</b>	<b>37 011</b>	<b>37 617</b>	<b>38 229</b>	<b>39 030</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	170	170	170	x	x
ЗАО «Газпром Армения»	x	467	467	467	467
<b>Всего</b>	<b>170</b>	<b>637</b>	<b>637</b>	<b>467</b>	<b>467</b>
<b>Итого</b>	<b>36 205</b>	<b>37 648</b>	<b>38 254</b>	<b>38 696</b>	<b>39 497</b>
<b>Тепловые мощности, Гкал/ч</b>					
<b>На территории России</b>					
ОАО «Мосэнерго»	34 852	35 083	35 011	34 809	40 371
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	17 529	10 546
<i>Газпром нефтехим Салават**</i>	x	x	x	1 619	1 619
ОАО «ОГК-2»	1 649	4 316	4 473	4 474	4 336
ОАО «ОГК-6»***	2 704	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	14 426	14 616	14 497	14 234	14 152
<b>Всего</b>	<b>53 631</b>	<b>54 015</b>	<b>53 981</b>	<b>72 665</b>	<b>71 024</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	894	894	894	x	x
<b>Всего</b>	<b>894</b>	<b>894</b>	<b>894</b>	<b>x</b>	<b>x</b>
<b>Итого</b>	<b>54 525</b>	<b>54 909</b>	<b>54 875</b>	<b>72 665</b>	<b>71 024</b>

\* 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				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Производство электроэнергии, млрд кВт·ч</b>					
<b>На территории России</b>					
ОАО «Мосэнерго»	65,0	64,7	61,3	58,6	56,7
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	0,4	0,4
<i>Газпром нефтехим Салават**</i>	x	x	x	2,5	2,4
ОАО «ОГК-2»	47,6	79,7	75,2	70,6	68,7
ОАО «ОГК-6»***	34,9	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	27,2	28,4	30,4	29,3	26,4
<b>Всего</b>	<b>174,7</b>	<b>172,8</b>	<b>166,9</b>	<b>161,4</b>	<b>154,6</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,4	0,4	0,3	x	x
ЗАО «Газпром Армения»	x	x	1,0	1,1	0,8
<b>Всего</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>1,3</b>	<b>1,1</b>	<b>0,8</b>
<b>Итого</b>	<b>175,1</b>	<b>173,2</b>	<b>168,2</b>	<b>162,5</b>	<b>155,4</b>
<b>Производство тепла, млн Гкал</b>					
<b>На территории России</b>					
ОАО «Мосэнерго»	69,9	66,4	68,4	67,6	70,3
ОАО «МОЭК»*	x	x	x	7,7	18,4
<i>Газпром нефтехим Салават**</i>	x	x	x	5,1	5,1
ОАО «ОГК-2»	2,4	6,3	6,0	6,8	7,1
ОАО «ОГК-6»***	4,4	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	28,8	26,1	26,7	25,3	24,3
<b>Всего</b>	<b>105,5</b>	<b>98,8</b>	<b>101,1</b>	<b>112,5</b>	<b>125,2</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,4	1,4	1,4	x	x
<b>Всего</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>x</b>	<b>x</b>
<b>Итого</b>	<b>106,9</b>	<b>100,2</b>	<b>102,5</b>	<b>112,5</b>	<b>125,2</b>

\* 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».

## Основные проекты Группы Газпром в электроэнергетике

Наименование	Назначение	Проектные характеристики		
		Количество / тип блоков	Установленная электрическая мощность	Установленная тепловая мощность
<b>ОАО «Мосэнерго»</b>				
Строительство энергоблока на территории ТЭЦ-20	Увеличение установленной мощности электростанции, замена физически изношенного и устаревшего оборудования.	1 блок ПГУ	420 МВт	223 Гкал/ч
<b>ОАО «ОГК-2»</b>				
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
Строительство угольного энергоблока на территории Троицкой ГРЭС	Устранение энергодефицита в Челябинской области, сокращение вредных выбросов от существующих энергоблоков, снижение потребления топлива, замена физически устаревшего оборудования.	1 блок ПСУ	660 МВт	200 Гкал/ч
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
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
<b>ОАО «ТГК-1»</b>				
Строительство новых газотурбинных установок на территории Центральной ТЭЦ	Повышение энергоэффективности и надежности работы станции, повышение тепловой экономичности.	2 ГТУ	2x50 МВт	120 Гкал/ч
<b>ОАО «Газпром нефтехим Салават»</b>				
Строительство энергоблока на территории Ново-Салаватской ТЭЦ	Увеличение производства электроэнергии, повышение надежности и эффективности выработки тепловой и электрической энергии, обеспечение возможности вывода из эксплуатации оборудования, выработавшего свой ресурс.	1 блок ПГУ	410 МВт	207 Гкал/ч

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

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	614 702	722 978	740 319	773 993	798 082
Дальнее зарубежье	1 099 225	1 439 069	1 525 346	1 687 335	1 801 204
Страны БСС	450 137	637 178	529 516	423 508	416 980
<b>Всего</b>	<b>2 164 064</b>	<b>2 799 225</b>	<b>2 795 181</b>	<b>2 884 836</b>	<b>3 016 266</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	20 247	24 633	23 827	24 324	21 019
Дальнее зарубежье	36 206	49 031	49 094	53 027	47 438
Страны БСС	14 827	21 710	17 043	13 309	10 982
<b>Всего</b>	<b>71 280</b>	<b>95 374</b>	<b>89 964</b>	<b>90 660</b>	<b>79 439</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	15 265	17 690	18 536	18 311	15 816
Дальнее зарубежье	27 296	35 211	38 191	39 918	35 696
Страны БСС	11 178	15 590	13 258	10 019	8 264
<b>Всего</b>	<b>53 739</b>	<b>68 491</b>	<b>69 985</b>	<b>68 248</b>	<b>59 776</b>

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

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010*	2011*	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	636 843	738 601	760 885	794 349	820 567
Дальнее зарубежье	1 099 225	1 439 069	1 469 455	1 682 761	1 752 147
Страны БСС	450 137	637 178	529 516	420 320	411 722
Ретроактивные корректировки цен на газ	–	–	–102 749	74 393	949
<b>Всего</b>	<b>2 186 205</b>	<b>2 814 848</b>	<b>2 657 107</b>	<b>2 971 823</b>	<b>2 985 385</b>
<b>млн долл.**</b>					
Россия	20 976	25 165	24 489	24 964	21 611
Дальнее зарубежье	36 206	49 031	47 295	52 884	46 146
Страны БСС	14 827	21 710	17 043	13 209	10 843
Ретроактивные корректировки цен на газ	–	–	–3 307	2 338	25
<b>Всего</b>	<b>72 009</b>	<b>95 906</b>	<b>85 520</b>	<b>93 395</b>	<b>78 625</b>
<b>млн евро**</b>					
Россия	15 814	18 072	19 051	18 792	16 262
Дальнее зарубежье	27 296	35 211	36 792	39 810	34 723
Страны БСС	11 178	15 590	13 258	9 944	8 159
Ретроактивные корректировки цен на газ	–	–	–2 574	1 760	19
<b>Всего</b>	<b>54 288</b>	<b>68 873</b>	<b>66 527</b>	<b>70 306</b>	<b>59 163</b>

\* Показатели за 2010–2011 гг. не корректировались в соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность».

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

## Средняя цена реализации газа

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ  
(за вычетом НДС и таможенных пошлин):

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Россия</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	2 345,5	2 725,4	2 964,2	3 393,9	3 673,8
долл.*/1 000 м <sup>3</sup>	77,3	92,9	95,4	106,7	96,8
евро*/1 000 м <sup>3</sup>	58,2	66,7	74,2	80,3	72,8
<b>Дальнее зарубежье</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	7 420,7	9 186,6	10 104,4	9 680,1	11 299,3
долл.*/1 000 м <sup>3</sup>	244,4	313,0	325,2	304,2	297,6
евро*/1 000 м <sup>3</sup>	184,3	224,8	253,0	229,0	223,9
<b>Страны БСС</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	6 416,5	7 802,1	8 016,4	7 132,8	8 677,9
долл.*/1 000 м <sup>3</sup>	211,3	265,8	258,0	224,2	228,5
евро*/1 000 м <sup>3</sup>	159,3	190,9	200,7	168,7	172,0

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

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО  
(за вычетом НДС, включая таможенные пошлины):

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010*	2011*	2012	2013	2014
<b>Россия</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	2 296,8	2 631,7	2 867,9	3 264,6	3 530,9
долл.**/1 000 м <sup>3</sup>	75,7	89,7	92,3	102,6	93,0
евро**/1 000 м <sup>3</sup>	57,0	64,4	71,8	77,2	70,0
<b>Дальнее зарубежье</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	9 166,6	11 259,1	11 969,8	12 137,9	13 487,2
долл.**/1 000 м <sup>3</sup>	301,9	383,6	385,3	381,5	355,2
евро**/1 000 м <sup>3</sup>	227,6	275,5	299,7	287,2	267,3
<b>Страны БСС</b>					
руб./1 000 м <sup>3</sup>	7 039,0	8 509,3	9 489,5	8 499,9	10 115,9
долл.**/1 000 м <sup>3</sup>	231,9	289,9	305,4	267,1	266,4
евро**/1 000 м <sup>3</sup>	174,8	208,2	237,6	201,1	200,5

\* Показатели за 2010–2011 гг. не корректировались в соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность».

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

Реализация газа Группой Газпром, млрд м<sup>3</sup>

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Объем продаж газа в России	262,1	265,3	249,7	228,1	217,2
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	148,1	156,6	151,0	174,3	159,4
Объем продаж газа в страны БСС	70,2	81,7	66,1	59,4	48,1
<b>Всего</b>	<b>480,4</b>	<b>503,6</b>	<b>466,8</b>	<b>461,8</b>	<b>424,7</b>

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Объем продаж газа в России	277,3	280,7	265,3	243,3	232,4
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	148,1	156,6	151,0	174,3	159,4
Объем продаж газа в страны БСС	70,2	81,7	66,1	59,4	48,1
<b>Всего</b>	<b>495,6</b>	<b>519,0</b>	<b>482,4</b>	<b>477,0</b>	<b>439,9</b>

Реализация газа Группой Газпром в зарубежные страны, млрд м<sup>3</sup>

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Объем продаж газа в дальнее зарубежье</b>					
Австрия	5,6	5,4	5,4	5,2	4,2
Бельгия	0,5	–	–	–	–
Болгария	2,3	2,5	2,5	2,9	2,8
Босния и Герцеговина	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2
Великобритания	10,7	12,9	11,7	16,6	15,5
Венгрия	6,9	6,3	5,3	6,0	5,4
Германия	35,3	34,1	34,0	41,0	40,3
Греция	2,1	2,9	2,5	2,6	1,7
Дания	–	–	0,3	0,3	0,4
Ирландия	–	–	0,3	0,5	0,2
Италия	13,1	17,1	15,1	25,3	21,7
Македония	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Нидерланды	4,3	4,5	2,9	2,9	4,7
Польша	11,8	10,3	13,1	12,9	9,1
Румыния	2,6	3,2	2,5	1,4	0,5
Сербия	2,1	2,1	1,9	2,0	1,5
Словакия	5,8	5,9	4,3	5,5	4,4
Словения	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Турция	18,0	26,0	27,0	26,7	27,3
Финляндия	4,8	4,2	3,7	3,5	3,1
Франция	8,9	8,5	8,2	8,6	7,6
Хорватия	1,1	–	0,0	0,2	0,6

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Чехия	9,0	8,2	8,3	7,9	0,8
Швейцария	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3
Другие страны	2,1	1,3	0,8	1,2	6,6
<b>Всего</b>	<b>148,1</b>	<b>156,6</b>	<b>151,0</b>	<b>174,3</b>	<b>159,4</b>
<b>Объем продаж газа в страны БСС</b>					
Армения	1,4	1,6	1,7	1,7	1,8
Беларусь	21,6	23,3	19,7	19,8	19,6
Грузия	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Казахстан	3,4	3,3	3,7	4,7	5,1
Кыргызстан	–	–	–	–	0,1
Латвия	0,7	1,2	1,1	1,1	1,0
Литва	2,8	3,2	3,1	2,7	2,5
Молдова	3,2	3,1	3,1	2,4	2,8
Украина	36,5	44,8	32,9	25,8	14,5
Узбекистан	–	0,3	–	0,3	–
Эстония	0,4	0,7	0,6	0,7	0,4
<b>Всего</b>	<b>70,2</b>	<b>81,7</b>	<b>66,1</b>	<b>59,4</b>	<b>48,1</b>

## Объемы продаж СПГ Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн БТЕ</b>					
Аргентина	–	–	–	11 857 948	41 106 666
Великобритания	3 503 605	4 687 821	–	–	–
Индия	–	18 513 618	14 952 061	6 061 840	–
Китай	19 647 793	28 336 547	19 674 917	–	6 633 380
Кувейт	–	6 378 480	–	–	2 953 290
Малайзия	–	–	–	–	6 513 303
ОАЭ	–	3 167 990	–	–	–
Республика Корея	19 434 387	16 248 511	9 383 613	25 230 593	36 193 511
Таиланд	–	3 069 487	–	–	–
Тайвань	16 112 520	9 650 190	6 258 140	–	–
Япония	29 597 630	19 534 192	18 386 878	28 957 880	49 164 207
Поставки на условиях FOB	–	–	–	–	17 082 562
<b>Всего</b>	<b>88 295 935</b>	<b>109 586 836</b>	<b>68 655 609</b>	<b>72 108 261</b>	<b>159 646 919</b>
в т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2»	<b>75 244 287</b>	<b>45 833 636</b>	<b>29 575 454</b>	<b>29 726 254</b>	<b>53 075 050</b>
<b>Всего, млн т</b>	<b>1,85</b>	<b>2,3</b>	<b>1,44</b>	<b>1,51</b>	<b>3,35</b>
<b>Всего, млрд м³</b>	<b>2,47</b>	<b>3,07</b>	<b>1,92</b>	<b>2,02</b>	<b>4,47</b>

### Объемы реализации газа конечным потребителям дочерними обществами Группы Газпром в странах дальнего зарубежья, млн м<sup>3</sup>

Страна	Дочернее общество	За год, закончившийся 31 декабря				
		2010	2011	2012	2013	2014
Великобритания	Группа Gazprom Marketing & Trading	1 633,6	1 959,6	2 437,0	2 682,7	2 734,7
Ирландия		590,8	600,9	551,4	350,2	158,0
Франция		874,0	492,7	457,7	384,3	510,1
Нидерланды		–	–	18,8	31,5	29,4
Чехия	Vemex s.r.o.*	409,0	398,0	526,0	390,7	x
Словакия	Vemex Energo s.r.o.*	–	31,0	40,0	72,6	x
<b>Всего</b>		<b>3 507,4</b>	<b>3 482,2</b>	<b>4 030,9</b>	<b>3 912,0</b>	<b>3 432,2</b>

\* Показатели компании включены в состав общих показателей Группы Газпром до момента деконсолидации в июле 2013 г.

### Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа в России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Внутреннее потребление газа в России, млрд м <sup>3</sup>	460,3	473,0	466,1	461,3	458,4
в т. ч. в Дальневосточном ФО	–	0,4	2,1	2,9	3,2
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома (без учета технологических нужд ГТС), млрд м <sup>3</sup>	351,7	362,5	360,0	351,7	353,7
от добычи Группы Газпром	288,1	290,2	274,7	254,5	237,0

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Энергетика	29	28	28	27	24
Металлургия	7	7	5	4	4
Агрохимия	7	7	7	8	8
Население	19	21	21	21	23
Коммунальный комплекс	15	15	16	15	15
Прочее	23	22	23	25	26
<b>Всего</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### Средневзвешенные оптовые регулируемые цены на газ в России, руб./1 000 м<sup>3</sup>

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Все категории	2 372,7	2 745,1	2 961,3	3 393,0	3 657,6
Промышленность	2 495,3	2 885,0	3 103,7	3 565,7	3 852,4
Население	1 870,0	2 199,6	2 428,9	2 801,4	3 083,0

**Примечание.** Без учета объемов газа, поставляемого в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2007 г. № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ».

## Газораспределение и газификация в России

	За год, закончившийся 31 декабря, и по состоянию на 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км	632,7	668,6	689,5	716,1	734,0
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м <sup>3</sup>	225,0	226,2	253,4	248,7	246,7
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ):					
Квартиры и частные домовладения, млн ед.	23,9	25,7	26,0	26,7	27,0
Промышленные объекты, тыс. ед.	19,7	22,3	21,8	22,6	31,5
Сельскохозяйственные объекты, тыс. ед.	4,1	4,4	4,7	5,2	6,5
Котельные, тыс. ед.	41,4	44,1	44,3	44,5	х*
Коммунально-бытовые объекты, тыс. ед.	218,2	230,0	241,9	255,1	286,9
Объем финансирования Газпромом программ газификации, млрд руб.	25,6	29,1	33,8	33,9	28,8
Уровень газификации природным газом**, в т. ч.:	62,9 %	63,1 %	64,4 %	65,3 %	65,4 %
города и поселки городского типа	69,8 %	69,9 %	70,1 %	70,9 %	70,3 %
сельская местность	45,8 %	46,7 %	53,1 %	54,0 %	54,6 %

\* В связи с изменением методики учета с 2014 отчетного года количество обслуживаемых котельных учитывается в составе категорий «Промышленные объекты» или «Коммунально-бытовые объекты» в зависимости от вида деятельности организации, заключившей договор на обслуживание объекта.

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

## Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки

### Выручка от реализации нефти и газового конденсата (за вычетом НДС и таможенных пошлин)

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	74 697	117 710	116 149	95 804	92 729
Дальнее зарубежье	146 959	157 645	204 648	128 007	141 618
Страны БСС	25 988	36 345	30 186	50 115	16 013
<b>Всего</b>	<b>247 644</b>	<b>311 700</b>	<b>350 983</b>	<b>273 926</b>	<b>250 360</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	2 460	4 011	3 738	3 011	2 442
Дальнее зарубежье	4 841	5 371	6 587	4 023	3 730
Страны БСС	856	1 238	972	1 575	422
<b>Всего</b>	<b>8 157</b>	<b>10 620</b>	<b>11 297</b>	<b>8 609</b>	<b>6 594</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	1 855	2 880	2 908	2 266	1 838
Дальнее зарубежье	3 649	3 857	5 124	3 028	2 807
Страны БСС	646	890	756	1 186	317
<b>Всего</b>	<b>6 150</b>	<b>7 627</b>	<b>8 788</b>	<b>6 480</b>	<b>4 962</b>

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

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010*	2011*	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	23 148	41 442	40 726	32 094	51 603
Дальнее зарубежье	146 959	157 645	204 648	128 007	141 618
Страны БСС	25 967	36 345	30 186	50 115	16 013
<b>Всего</b>	<b>196 074</b>	<b>235 432</b>	<b>275 560</b>	<b>210 216</b>	<b>209 234</b>
<b>млн долл.**</b>					
Россия	762	1 412	1 311	1 009	1 359
Дальнее зарубежье	4 841	5 371	6 587	4 023	3 730
Страны БСС	855	1 238	972	1 575	422
<b>Всего</b>	<b>6 458</b>	<b>8 021</b>	<b>8 870</b>	<b>6 607</b>	<b>5 511</b>
<b>млн евро**</b>					
Россия	575	1 014	1 020	759	1 023
Дальнее зарубежье	3 649	3 857	5 124	3 028	2 807
Страны БСС	645	889	756	1 186	317
<b>Всего</b>	<b>4 869</b>	<b>5 760</b>	<b>6 900</b>	<b>4 973</b>	<b>4 147</b>

\* Показатели за 2010–2011 гг. не корректировались в соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность».

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

### Объемы реализации нефти и газового конденсата Группой Газпром по географическим сегментам, млн т

Показатели в соответствии с принципами составления сводной  
бухгалтерской отчетности по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Россия	9,8	11,9	10,4	8,4	8,4
Дальнее зарубежье	16,3	13,5	14,8	9,2	9,8
Страны БСС	3,0	3,0	2,5	4,2	1,2
<b>Всего</b>	<b>29,1</b>	<b>28,4</b>	<b>27,7</b>	<b>21,8</b>	<b>19,4</b>

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

Показатели в соответствии с принципами составления консолидированной  
финансовой отчетности по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Россия	3,3	4,1	3,5	2,6	4,7
Дальнее зарубежье	16,3	13,5	14,8	9,2	9,8
Страны БСС	3,0	3,0	2,5	4,2	1,2
<b>Всего</b>	<b>22,6</b>	<b>20,6</b>	<b>20,8</b>	<b>16,0</b>	<b>15,7</b>

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

### Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки (за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин), млн руб.

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	412 208	588 262	725 265	820 507	952 537
Дальнее зарубежье	260 835	336 146	393 475	449 669	586 204
Страны БСС	36 042	48 630	73 267	80 557	79 874
<b>Всего</b>	<b>709 085</b>	<b>973 038</b>	<b>1 192 007</b>	<b>1 350 733</b>	<b>1 618 615</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	13 577	20 043	23 343	25 786	25 087
Дальнее зарубежье	8 592	11 453	12 664	14 132	15 439
Страны БСС	1 187	1 657	2 358	2 532	2 104
<b>Всего</b>	<b>23 356</b>	<b>33 153</b>	<b>38 365</b>	<b>42 450</b>	<b>42 630</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	10 236	14 393	18 159	19 407	18 877
Дальнее зарубежье	6 477	8 225	9 852	10 636	11 617
Страны БСС	895	1 190	1 834	1 905	1 583
<b>Всего</b>	<b>17 608</b>	<b>23 808</b>	<b>29 845</b>	<b>31 948</b>	<b>32 077</b>

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

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010*	2011*	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	412 208	588 250	742 473	821 487	953 136
Дальнее зарубежье	260 812	336 146	393 475	449 669	586 204
Страны БСС	36 042	48 630	73 267	80 557	79 874
<b>Всего</b>	<b>709 062</b>	<b>973 026</b>	<b>1 209 215</b>	<b>1 351 713</b>	<b>1 619 214</b>
<b>млн долл.**</b>					
Россия	13 577	20 043	23 897	25 817	25 102
Дальнее зарубежье	8 591	11 453	12 664	14 132	15 439
Страны БСС	1 187	1 657	2 358	2 532	2 104
<b>Всего</b>	<b>23 355</b>	<b>33 153</b>	<b>38 919</b>	<b>42 481</b>	<b>42 645</b>
<b>млн евро**</b>					
Россия	10 236	14 393	18 590	19 434	18 889
Дальнее зарубежье	6 477	8 225	9 852	10 638	11 617
Страны БСС	895	1 190	1 834	1 906	1 583
<b>Всего</b>	<b>17 608</b>	<b>23 808</b>	<b>30 276</b>	<b>31 978</b>	<b>32 089</b>

\* Показатели за 2010–2011 гг. не корректировались в соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность».

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

### Объемы реализации продуктов переработки Группой Газпром по географическим сегментам, млн т

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Россия	28,7	32,7	36,1	38,4	41,5
Дальнее зарубежье	19,7	18,6	22,6	25,2	29,9
Страны БСС	3,8	4,4	5,2	4,7	4,0
<b>Всего</b>	<b>52,2</b>	<b>55,7</b>	<b>63,9</b>	<b>68,3</b>	<b>75,4</b>

**Примечание.** Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Автомобильный бензин, млн т	9,81	12,72	12,51	12,69	13,45
Дизельное топливо, млн т	13,19	13,90	15,46	18,28	17,31
Авиационное топливо, млн т	2,77	3,00	3,30	3,76	3,96
Мазут топочный, млн т	9,47	10,67	10,53	10,27	11,17
Масла, млн т	0,40	0,44	0,38	0,48	0,39
СУГ, млн т	3,16	3,17	3,49	3,66	5,44
Сера, млн т	6,45	5,49	5,71	5,00	5,54
Гелий газообразный, млн м <sup>3</sup>	4,86	3,51	2,74	3,01	2,74
Гелий жидкий, млн л	–	–	3,02	0,75	1,13
Минеральные удобрения, млн т	–	–	0,43	0,46	0,70
Полимеры, млн т	–	–	0,14	0,13	0,17
Прочие продукты переработки, нефте- и газохимии, млн т	6,97	6,34	11,90	13,54	17,27

**Примечание.** Без учета внутригрупповых продаж.

Объемы продажи электроэнергии и тепла генерирующими компаниями  
Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Реализация электроэнергии, млрд кВт•ч</b>					
ОАО «Мосэнерго»	66,3	70,1	65,8	61,7	58,9
ОАО «МОЭК»**	x	x	x	0,4	0,4
Газпром нефтехим Салават***	x	x	x	2,3	2,4
ОАО «ОГК-2»	53,2	84,6	79,9	75,3	73,0
ОАО «ОГК-6»****	39,9	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	32,0	32,9	35,0	33,7	29,0
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,44	0,37	0,32	x	x
ЗАО «Газпром Армения» (Армения)	x	0,0	0,9	1,0	0,8
<b>Реализация тепла, млн Гкал</b>					
ОАО «Мосэнерго»	70,3	66,8	68,7	52,1*	19,6*
ОАО «МОЭК»**	x	x	x	23,2*	64,1*
Газпром нефтехим Салават***	x	x	x	5,1	5,0
ОАО «ОГК-2»	2,3	6,1	6,1	6,5	6,8
ОАО «ОГК-6»****	4,2	x	x	x	x
ОАО «ТГК-1»	25,7	24,2	24,6	25,7	22,4
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,36	1,24	1,37	x	x
* Без учета внутригруппового оборота между ОАО «Мосэнерго» и ОАО «МОЭК».					
** Показатели приведены с момента установления контроля.					
*** Показатели приведены начиная с 1 января 2013 г.					
**** ОАО «ОГК-6» реорганизовано путем присоединения к ОАО «ОГК-2».					

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

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	290 659	331 526	323 997	362 988	408 946
Дальнее зарубежье	3 326	7 878	11 186	10 983	15 383
Страны БСС	3 476	3 469	5 586	2 191	2 481
<b>Всего</b>	<b>297 461</b>	<b>342 873</b>	<b>340 769</b>	<b>376 162</b>	<b>426 810</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	9 574	11 296	10 428	11 408	10 770
Дальнее зарубежье	110	268	360	345	405
Страны БСС	114	118	180	69	65
<b>Всего</b>	<b>9 798</b>	<b>11 682</b>	<b>10 968</b>	<b>11 822</b>	<b>11 240</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	7 218	8 111	8 112	8 587	8 104
Дальнее зарубежье	83	193	280	260	305
Страны БСС	86	85	140	52	49
<b>Всего</b>	<b>7 387</b>	<b>8 389</b>	<b>8 532</b>	<b>8 899</b>	<b>8 458</b>
* Показатели не являются частью финансовой отчетности и рассчитаны по среднему обменному курсу за соответствующий период.					

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>млн руб.</b>					
Россия	281 853	333 204	326 737	362 415	409 087
Дальнее зарубежье	3 326	7 878	11 186	10 983	15 383
Страны БСС	3 476	3 469	5 586	2 191	2 481
<b>Всего</b>	<b>288 655</b>	<b>344 551</b>	<b>343 509</b>	<b>375 589</b>	<b>426 951</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	9 284	11 353	10 516	11 390	10 774
Дальнее зарубежье	110	268	360	345	405
Страны БСС	114	118	180	69	65
<b>Всего</b>	<b>9 508</b>	<b>11 739</b>	<b>11 056</b>	<b>11 804</b>	<b>11 244</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	6 999	8 153	8 181	8 574	8 107
Дальнее зарубежье	83	193	280	260	305
Страны БСС	86	85	140	52	49
<b>Всего</b>	<b>7 168</b>	<b>8 431</b>	<b>8 601</b>	<b>8 886</b>	<b>8 461</b>

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

**Выручка от продажи услуг по транспортировке газа (за вычетом НДС)**

Показатели в соответствии со сводной бухгалтерской отчетностью по РСБУ:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
млн руб.	62 053	79 239	90 886	126 942	135 336
млн долл.*	2 044	2 700	2 925	3 989	3 564
млн евро*	1 541	1 939	2 276	3 003	2 682

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

Показатели в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью по МСФО:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010*	2011*	2012	2013	2014
млн руб.	92 631	112 995	125 386	163 265	172 842
млн долл.**	3 051	3 850	4 036	5 131	4 552
млн евро**	2 300	2 765	3 139	3 862	3 425

\* Показатели за 2010–2011 гг. не корректировались в соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность».

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

**Оказание услуг по транспортировке газа компаниям,  
не входящим в Группу Газпром, млрд м<sup>3</sup>**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Всего</b>	<b>72,6</b>	<b>81,5</b>	<b>95,8</b>	<b>111,4</b>	<b>121,1</b>
в т. ч. российский газ	64,5	72,8	86,9	104,3	113,7

Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т</b>	<b>3 225,3</b>	<b>3 124,2</b>	<b>3 410,9</b>	<b>3 076,4</b>	<b>2 797,6</b>
в т. ч.: оксид углерода	666,8	687,2	1 031,9	653,4	547,0
оксиды азота	377,4	372,6	378,3	352,9	313,1
диоксид серы	296,1	260,9	310,0	296,9	289,3
углеводороды (включая метан)	1 589,1	1 491,1	1 606,6	1 534,0	1 398,5
<b>Сброс сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м<sup>3</sup></b>	<b>5 364,1</b>	<b>5 257,7</b>	<b>4 893,0</b>	<b>4 389,9</b>	<b>4 179,1</b>
из них нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	5 348,9	5 096,2	4 691,6	4 227,9	3 991,6
<b>Образование отходов, тыс. т</b>	<b>5 600,3</b>	<b>4 973,8</b>	<b>5 226,6</b>	<b>4 693,7</b>	<b>4 831,4</b>
<b>Площадь рекультивированных земель, тыс. га</b>	<b>9,8</b>	<b>11,6</b>	<b>9,7</b>	<b>14,0</b>	<b>12,6</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Текущие эксплуатационные затраты	10 289,8	11 232,7	18 354,7	20 328,1	18 047,9
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	x	x	3 849,5	8 021,9	9 403,5
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	1 243,2	2 571,8	2 444,6	3 106,5	4 204,9
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	1 234,4	1 017,2	1 563,1	2 952,5	1 746,9
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	7 744,4	9 785,7	12 885,8	24 947,9	15 578,3
<b>Всего</b>	<b>20 511,8</b>	<b>24 607,4</b>	<b>39 097,7</b>	<b>59 356,9</b>	<b>48 981,5</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Природный газ</b>					
млн м <sup>3</sup>	2 307,7	2 390,2	1 807,0	1 922,3	2 070,7
тыс. т у. т.	2 630,8	2 724,8	2 060,0	2 191,4	2 360,6
<b>Электроэнергия</b>					
млн кВт•ч	181,6	194,1	255,4	293,4	254,6
тыс. т у. т.	59,0	63,1	83,0	95,4	82,8
<b>Тепловая энергия</b>					
тыс. Гкал	200,2	102,9	241,8	217,9	237,2
тыс. т у. т.	28,6	14,7	34,5	31,1	33,9
<b>Всего, тыс. т у. т.</b>	<b>2 718,4</b>	<b>2 802,6</b>	<b>2 177,5</b>	<b>2 317,9</b>	<b>2 477,3</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
Объем НИОКР	7,0	7,9	7,7	6,8	10,8

## Структура персонала Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Списочная численность работников Группы, тыс. человек</b>					
ОАО «Газпром»	20,7	22,1	23,3	24,1	24,3
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	217,1	219,3	222,5	228,6	233,3
<i>Группа Газпром нефть</i>	62,5	57,6	58,6	62,8	66,4
<i>Газпром энергохолдинг</i>	25,9	27,7	26,5	50,8	45,5
<i>Газпром нефтехим Салават</i>	x	x	15,6	16,2	15,7
Прочие дочерние общества	74,4	77,7	84,7	77,0	74,4
<b>Всего</b>	<b>400,6</b>	<b>404,4</b>	<b>431,2</b>	<b>459,5</b>	<b>459,6</b>
в т. ч. по категориям:					
руководители	12,2 %	12,8 %	13,0 %	13,4 %	13,7 %
специалисты	24,3 %	25,4 %	25,8 %	26,3 %	26,5 %
рабочие	59,4 %	57,6 %	56,9 %	55,8 %	55,3 %
другие служащие	4,1 %	4,2 %	4,3 %	4,5 %	4,5 %
в т. ч. по возрастным группам:					
до 30 лет	18,3 %	18,7 %	19,2 %	19,0 %	18,5 %
от 30 до 40 лет	27,3 %	27,4 %	27,8 %	28,3 %	29,0 %
от 40 до 50 лет	29,8 %	29,0 %	27,8 %	27,0 %	27,0 %
50 лет и старше	24,6 %	24,9 %	25,2 %	25,7 %	25,5 %
* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.					

## Коэффициенты пересчета

Мера	Соответствие
1 т нефти	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	0,62 мили
1 т у. т.	867 м <sup>3</sup> природного газа 0,7 т газового конденсата 0,7 т нефти
1 тыс. м <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> 0,02 т СПГ
1 тыс. м <sup>3</sup> 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

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».
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БСС	Бывшие республики Союза Советских Социалистических Республик, кроме Российской Федерации. Соответствует географическому сегменту «Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)» в сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ / консолидированной финансовой отчетности по МСФО.
БТЕ	Британская тепловая единица
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	Газо- и/или конденсатоперерабатывающий завод
ГРО	Газораспределительная организация
ГРР	Геолого-разведочные работы
<i>Группа Газпром, Группа, Газпром</i>	Совокупность компаний, состоящая из ОАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних обществ.
ГТС	Газотранспортная система
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран БСС. Соответствует географическому сегменту «Европа и другие страны» в сводной бухгалтерской отчетности по РСБУ / консолидированной финансовой отчетности по МСФО.
ДГКЛ	Дистиллят газового конденсата легкий
Доллары, долл.	Доллары США
Запасы углеводородов категорий A+B+C <sub>1</sub>	Разведанные запасы по российской классификации
Запасы углеводородов категории C <sub>2</sub>	Запасы нефти и газа, наличие которых предполагается по геолого-геофизическим данным в пределах известных газоносных районов. Запасы категории C <sub>2</sub> относятся к предварительно оцененным.
кВт·ч	Киловатт в час
КС	Компрессорная станция
ЛФБ	Лондонская фондовая биржа
м <sup>3</sup>	Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20°С.
Московская Биржа	ОАО «Московская 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 <i>Группу Газпром нефть</i> в октябре 2011 г.), ООО «Газпром добыча шельф», ООО «Газпром нефть шельф» (до момента его вхождения в <i>Группу Газпром нефть</i> в мае 2014 г.), ОАО «Камчатгазпром».

Термины и сокращения	Описание
ПГФ	Пентан-гексановая фракция
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПХГ	Подземное хранилище газа
Реализация <i>Группой Газпром</i> углеводородов и продуктов их переработки	Реализация <i>Группой Газпром</i> 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 <i>Группой Газпром</i> , как от собственной добычи / производства, так и закупленные у сторонних компаний.
Рубль, руб.	Российский рубль
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
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
FEED	Проектная стадия





