

Внутренняя сила



Примечания. Справочник «Газпром в цифрах 2012–2016» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ПАО «Газпром» в 2017 г. Справочник подготовлен на основе данных корпоративной отчетности ПАО «Газпром», а также с использованием материалов, содержащихся в российских и зарубежных информационных изданиях.

В настоящем Справочнике термины ПАО «Газпром», Компания относятся к головной компании Группы Газпром — Публичному акционерному обществу «Газпром» (до 17 июля 2015 г. — Открытое акционерное общество «Газпром», ОАО «Газпром»).

Аналогично под терминами Группа Газпром нефть и Газпром нефть подразумеваются ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества, под термином Газпром энергохолдинг — ООО «Газпром энергохолдинг» и его дочерние общества, под термином Газпром

нефтехим Салават — ООО «Газпром нефтехим Салават» и его дочерние общества.

Приведенные в издании показатели деятельности Газпрома в целом сформированы на основании принципов составления 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 консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО. В соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность», начиная с 1 января 2012 г. объемы запасов, добычи и переработки углеводородного сырья отражаются с учетом доли Группы Газпром в показателях компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

Ряд показателей деятельности ПАО «Газпром», его дочерних обществ приводится на основе управ-

ленческой отчетности. В связи с различиями в методологии подготовки консолидированной финансовой отчетности и ведения управленческой отчетности показатели, рассчитанные по данным методикам, могут быть несопоставимы.

Группа осуществляет управленческий учет в метрических единицах измерения. Приведенные данные в баррелях нефтяного эквивалента (барр. н. э.) получены расчетным путем по указанным коэффициентам пересчета.

Финансовые показатели Группы приводятся 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.

Газпром в энергетике России и мира	4
Финансовые показатели	5
Макроэкономические данные	7
Рыночные индикаторы	8
Разведка и добыча на территории Российской Федерации	10
Запасы	12
Лицензии	21
Добыча	24
Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности	28
Перспективные месторождения	30
Разведка и добыча на территории зарубежных стран	34
Транспортировка и подземное хранение	44
Транспортировка	46
Подземное хранение газа	51

Переработка углеводородного сырья, газо- и нефтехимия	56
Электроэнергетика	70
Маркетинг	75
Реализация газа	75
Реализация нефти, газового конденсата и продуктов переработки	82
Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа	85
Экология, энергосбережение, НИОКР	86
Персонал	87
Справочная информация	88
Структура Группы Газпром	88
Коэффициенты пересчета и условные обозначения	90
Порядок расчета финансовых коэффициентов	91
Глоссарий основных понятий и сокращений	92

	За период и по состоянию на конец года				
	2012	2013	2014	2015	2016
Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности					
Запасы газа*	18,3 %	16,6 %	16,8 %	16,9 %	17,1 %
Добыча газа*	13,6 %	13,5 %	12,1 %	11,2 %	11,2 %
Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России					
Контролируемые российские запасы газа	72,0 %	72,3 %	72,3 %	71,6 %	71,7 %
Добыча газа**	74,6 %	73,1 %	69,3 %	66,0 %	65,6 %
Добыча нефти и газового конденсата**	10,6 %	10,9 %	11,0 %	11,1 %	11,5 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	18,8 %	19,4 %	18,9 %	18,5 %	18,4 %
Выработка электроэнергии**	16,2 %	15,3 %	14,6 %	14,3 %	14,6 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов на территории России, тыс. км	168,3	168,9	170,7	171,2	171,4
* Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу CEDIGAZ и ПАО «Газпром». Данные международной статистики по добыче приведены к российским стандартным условиям с применением коэффициента 1,07.					
** Рассчитано на основе данных Росстата, Минэнерго России и ПАО «Газпром».					

Основные финансовые показатели и коэффициенты Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Показатели отчета о прибылях и убытках					
Выручка от продаж, млн руб.	4 766 495	5 249 965	5 589 811	6 073 318	6 111 051
Операционные расходы, млн руб.	3 421 847	3 600 908	3 943 669	4 635 502	5 244 983
Прибыль от продаж, млн руб.	1 350 677	1 587 209	1 310 424	1 228 301	725 580
Приведенный показатель EBITDA, млн руб.	1 645 921	2 009 475	1 962 558	1 874 726	1 322 199
Прибыль за год, млн руб.	1 252 415	1 165 705	157 192	805 199	997 104
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», млн руб.	1 224 474	1 139 261	159 004	787 056	951 637
Базовая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», руб.	53,35	49,64	6,93	34,29	42,19
Показатели бухгалтерского баланса					
Активы, млн руб.	11 956 836	13 436 236	15 177 470	17 052 040	16 918 938
Оборотные активы, млн руб.	2 420 803	2 862 670	3 461 155	3 993 722	3 234 346
Товарно-материальные запасы, млн руб.	462 746	569 724	671 916	804 364	711 199
Краткосрочные обязательства, млн руб.	1 492 066	1 391 465	1 855 947	2 124 701	1 921 808
Общий долг, млн руб.	1 500 592	1 801 928	2 688 824	3 442 215	2 829 623
Чистый долг, млн руб.	1 071 214	1 112 798	1 650 633	2 083 120	1 932 895
Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	8 170 733	9 319 590	9 816 558	10 589 586	11 094 531
Акционерный (собственный) капитал, включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	8 479 945	9 634 354	10 120 021	10 914 622	11 441 839
Капитальные вложения*, млн руб.	1 233 210	1 213 850	1 221 328	1 344 829	1 344 162
Показатели отчета о движении денежных средств					
Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб.	1 472 779	1 741 804	1 915 769	2 030 927	1 571 323
Капитальные вложения, млн руб.	1 349 114	1 397 195	1 262 140	1 641 024	1 369 052
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, млн руб.	1 287 216	1 466 512	1 441 305	1 664 156	1 445 965
Чистые денежные средства, использованные в (полученные от) финансовой деятельности, млн руб.	253 870	33 262	262 587	138 305	460 479
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного года, млн руб.	425 720	689 130	1 038 191	1 359 095	896 728
Коэффициент самофинансирования	109 %	125 %	152 %	124 %	115 %
Коэффициенты рентабельности**					
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	28 %	30 %	23 %	20 %	12 %
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	35 %	38 %	35 %	31 %	22 %
Рентабельность прибыли за год	26 %	22 %	3 %	13 %	16 %
Рентабельность активов (ROA)	11 %	9 %	1 %	5 %	6 %
Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE)	15 %	13 %	2 %	8 %	9 %

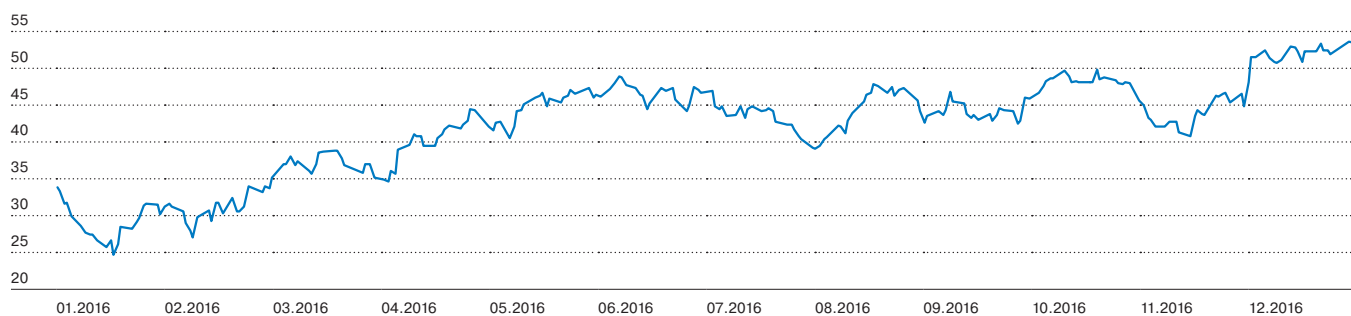
	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Коэффициенты общего и чистого долга**					
Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	18 %	19 %	27 %	32 %	25 %
Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	15 %	16 %	21 %	24 %	20 %
Отношение общего долга к общим активам	13 %	13 %	18 %	20 %	17 %
Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA	0,91	0,90	1,37	1,84	2,14
Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA	0,65	0,55	0,84	1,11	1,46
Коэффициенты ликвидности**					
Коэффициент текущей ликвидности	1,62	2,06	1,86	1,88	1,68
Коэффициент быстрой ликвидности	1,31	1,65	1,50	1,50	1,31
Прочие коэффициенты**					
Коэффициент EV / EBITDA	2,7	2,2	2,4	2,8	4,2
Коэффициент P / E	2,7	2,8	18,8	4,0	3,7
Коэффициент P / S	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6
* Приведены капитальные вложения, отраженные в составе информации по сегментам в консолидированной финансовой отчетности ПАО «Газпром» по МСФО.					
** Формулы расчета коэффициентов приведены в разделе «Порядок расчета финансовых коэффициентов».					

Показатель*	Единица измерения	За период и по состоянию на конец года				
		2012	2013	2014	2015	2016
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	6,6 %	6,5 %	11,4 %	12,9 %	5,4 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	5,1 %	3,7 %	5,9 %	10,7 %	7,4 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	31,08	31,90	38,60	61,32	66,83
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	30,37	32,73	56,26	72,88	60,66
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	39,92	42,39	50,99	67,99	73,99
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	40,23	44,97	68,34	79,70	63,81
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	109,99	110,28	55,98	35,74	54,94
Цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	108,09	109,10	53,40	33,11	53,27
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	111,67	108,66	98,95	52,39	43,73
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	110,37	107,71	96,94	51,42	42,10

* Экономические показатели и обменные курсы представлены по данным Банка России и Росстата. Средние обменные курсы рассчитаны по данным Банка России как среднее значение курсов в рабочие дни соответствующего года.

** По данным агентства Platts.

Изменение мировых цен на нефть марки Urals в 2016 г., долл./барр.



Источник: агентство Platts. Среднее арифметическое дневных котировок Urals Mediterranean и Urals Rotterdam.

Показатель	Единица измерения	За год и по состоянию на конец года				
		2012	2013	2014	2015	2016
Цена за акцию на закрытие торгов на ПАО Московская Биржа						
на конец года	руб.	143,91	138,75	130,31	136,09	154,55
минимальная за год	руб.	137,18	107,17	117,87	130,90	124,60
максимальная за год	руб.	199,69	158,00	153,25	163,00	168,47
Цена за АДР на закрытие торгов на ЛФБ						
на конец года	долл.	9,46	8,55	4,65	3,69	5,05
минимальная за год	долл.	8,70	6,48	3,73	3,62	3,02
максимальная за год	долл.	13,53	9,82	9,06	6,24	5,27
Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» по состоянию на конец года	млн шт.	23 674	23 674	23 674	23 674	23 674
Количество обыкновенных акций в собственности дочерних обществ ПАО «Газпром» по состоянию на конец года	млн шт.	724	723	723	723	1 573
Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» за вычетом акций, находящихся в собственности дочерних обществ ПАО «Газпром», по состоянию на конец года*	млн шт.	22 950	22 951	22 951	22 951	22 101
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	111,6	99,9	54,8	44,2	60,3
изменение к прошлому году	%	−9,0 %	−10,5 %	−45,1 %	−19,3 %	36,4 %
Индекс ММВБ	пункты	1 475	1 504	1 397	1 761	2 233
изменение к прошлому году	%	5,2 %	2,0 %	−7,1 %	26,1 %	26,8 %
Индекс РТС	пункты	1 527	1 443	791	757	1 152
изменение к прошлому году	%	10,5 %	−5,5 %	−45,2 %	−4,3 %	52,2 %
Среднедневной объем торгов на ПАО Московская Биржа	млн акций	39,4	43,9	52,5	32,5	29,9
Среднедневной объем торгов на ЛФБ	млн АДР*	32,1	25,0	27,6	16,4	15,9
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	5,99	7,20	7,20	7,89	8,0397
Структура акционерного капитала						
Доля, контролируемая Российской Федерацией****						
Федеральным агентством по управлению государственным имуществом	%	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %	38,37 %
АО «Роснефтегаз»	%	10,74 %	10,97 %	10,97 %	10,97 %	10,97 %
ОАО «Росгазификация»	%	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %
Владельцы АДР*****	%	26,96 %	25,78 %	28,05 %	27,83 %	26,86 %
Прочие зарегистрированные лица	%	23,04 %	23,99 %	21,72 %	21,94 %	22,91 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

* По состоянию на 31 декабря соответствующего года отсутствовали акции ПАО «Газпром», право собственности на которые перешло к Компании.

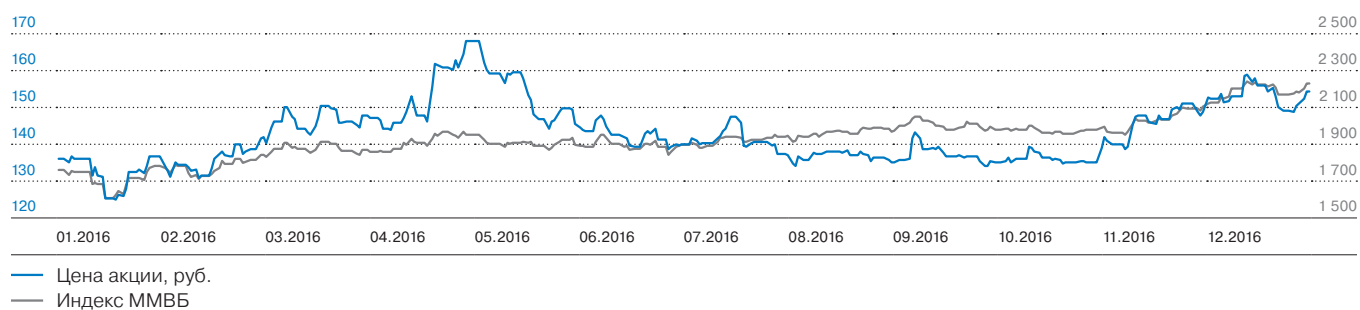
** Рыночная капитализация рассчитана по котировкам ПАО Московская Биржа, конвертирована в доллары.

*** За 2016 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

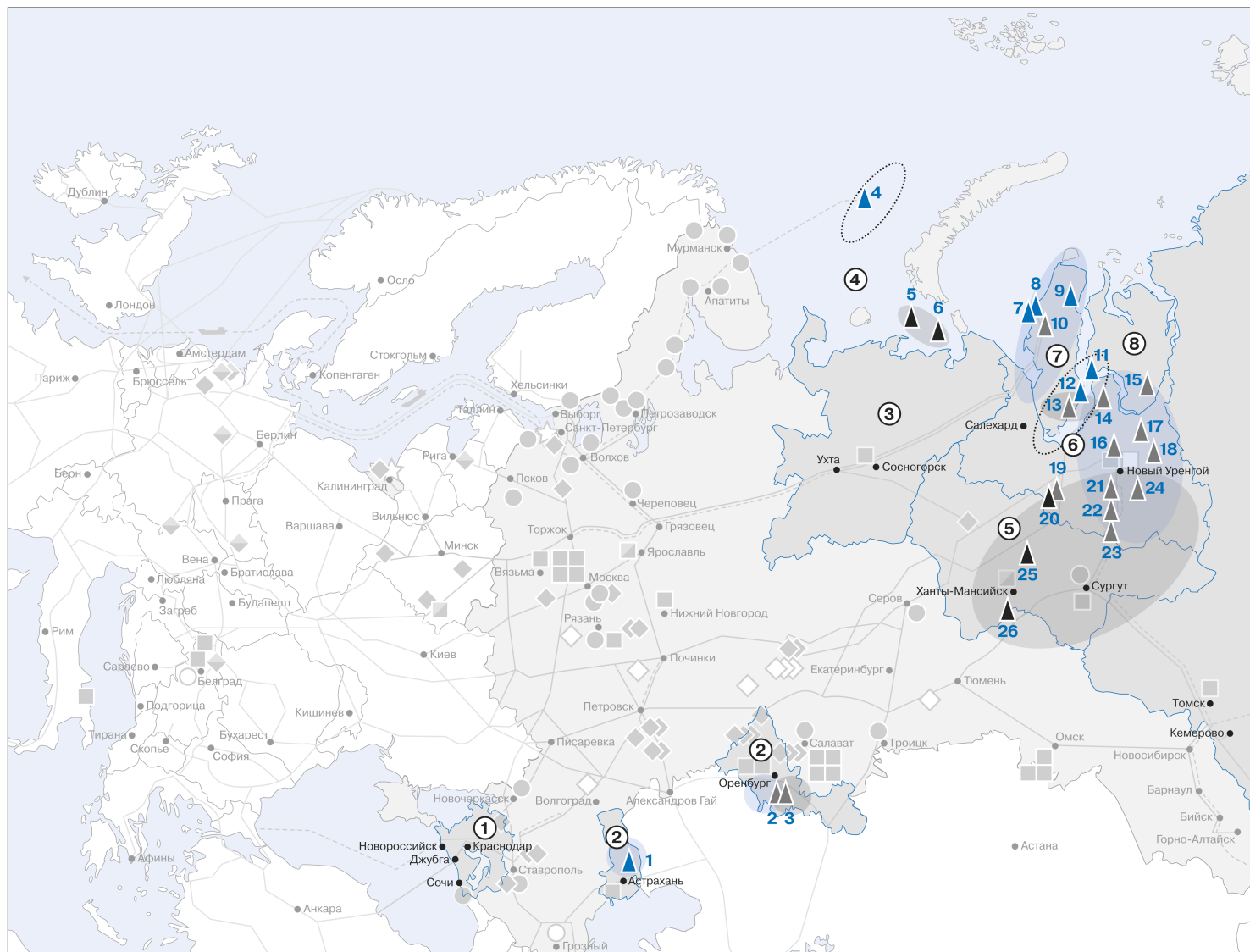
**** Российская Федерация контролирует более 50 % акций ПАО «Газпром».

***** Банк-эмитент АДР на акции ПАО «Газпром» — The Bank of New York Mellon.

Динамика цены обыкновенных акций ПАО «Газпром» на ПАО Московская Биржа и индекса ММВБ в 2016 г.



Основные месторождения углеводородов Группы Газпром и совместных предприятий на территории Российской Федерации, районы проведения ГРП на углеводороды

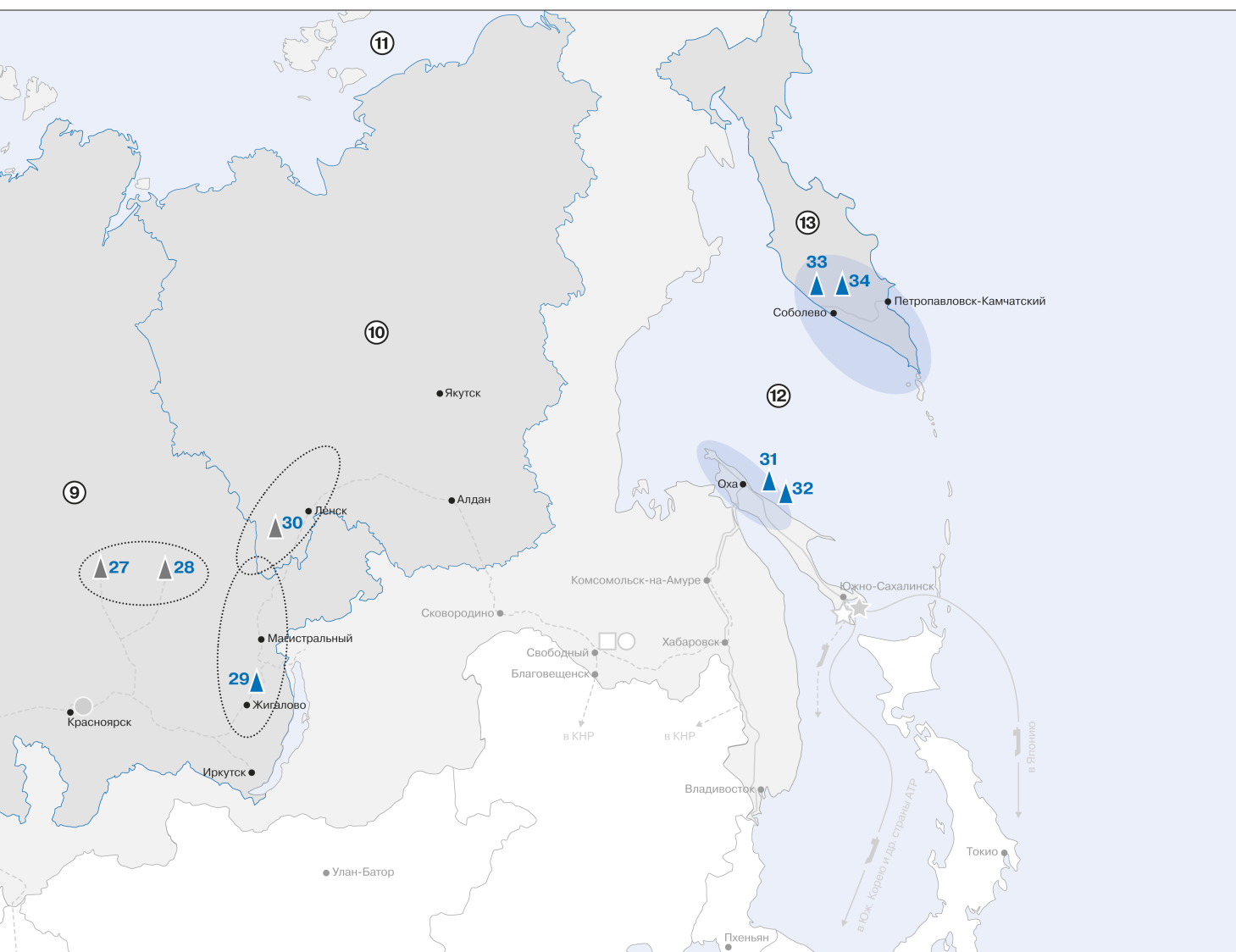


- Действующие центры газодобычи
- Перспективные центры газодобычи
- Действующие центры нефтедобычи
- Газовые и газоконденсатные месторождения
- Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения
- Нефтяные месторождения

Районы проведения ГРП на углеводороды

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ① Краснодарский край ② Астраханская и Оренбургская области ③ Республика Коми и Ненецкий автономный округ ④ Континентальный шельф Российской Федерации в Карском, Баренцевом и Печорском морях ⑤ Ханты-Мансийский автономный округ — Югра ⑥ Север Тазовского полуострова, Обская и Тазовская губы, Надым-Пур-Тазовский регион ⑦ Полуостров Ямал | <ul style="list-style-type: none"> ⑧ Гыданский полуостров ⑨ Красноярский край, Иркутская, Томская и Кемеровская области ⑩ Республика Саха (Якутия) ⑪ Континентальный шельф Российской Федерации в Восточно-Сибирском и Чукотском морях ⑫ Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море ⑬ Полуостров Камчатка |
|--|---|

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2016 г.



Месторождения

1	Астраханское
2	Оренбургское
3	Восточный участок Оренбургского НГКМ
4	Штокмановское
5	Долгинское
6	Приразломное
7	Крузенштернское
8	Харасавэйское
9	Северо-Тамбейское
10	Бованенковское
11	Северо-Каменномысское
12	Каменномысское-море

13	Новопортовское
14	Ямбургское
15	Восточно-Мессояхское*
16	Уренгойское
17	Заполярное
18	Южно-Русское
19	Суторминское и Северо-Карамовское
20	Крайнее
21	Вынгайхинское
22	Новогоднее
23	Вынгапуровское
24	Еты-Пуровское

25	Приобское
26	Зимнее
27	Куюмбинское*
28	Собинское
29	Ковыктинское
30	Чаяндинское
31	Кириное
32	Южно-Кириное
33	Кшукское
34	Нижне-Квакчикское

* Месторождения, лицензии на право пользования недрами которых принадлежат совместным предприятиям Группы.

Запасы

Оценка запасов углеводородов Группы Газпром 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 международным стандартом оценки запасов, заменила в 2007 г. определения SPE, вышедшие в 1997 г.

Российская классификация запасов

Учет запасов в России начиная с 2016 г. осуществляется по новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477 по категориям запасов A (разрабатываемые, разбуренные), B₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), B₂ (неразбуренные, оцененные), C₁ (разведанные) и C₂ (оцененные), а также ресурсов — D₀, D_n, D₁ и D₂.

В корпоративной отчетности будет осуществляться учет запасов по сумме категорий A+B₁+C₁, которые представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям A+B+C₁. В новой Классификации впервые вводится понятие извлекаемых запасов газа, которые ранее принимались равными геологическим. Определяться извлекаемые запасы газа, а также конденсата и нефти будут по проектным документам на разработку месторождений, утвержденным в 2016 г. и в последующие годы.

В соответствии с новой Классификацией в корпоративной отчетности будут учитываться извлекаемые запасы газа. В связи с тем, что коэффициент извлечения практически всегда составляет менее единицы, величина запасов газа, вошедших в состав отчетности, может снизиться. Данное изменение величины запасов газа будет происходить постепенно, по мере утверждения новых проектов разработки месторождений, на основании которых будут утверждаться извлекаемые запасы. Также на основании вновь утверждаемых проектов разработки месторождений будут определяться извлекаемые запасы за рентабельный период разработки. Перевод и постановка на государственный баланс запасов углеводородного сырья по новой Классификации будет осуществляться в период с 1 января 2016 г. по 1 января 2021 г. (п. 2 протокола Минприроды России от 8 октября 2015 г. № 01-15/132-пр). Сопоставление новой Классификации с международной будет осуществляться после переходного периода, связанного с апробацией новой Классификации на месторождениях Группы Газпром.

Международные стандарты PRMS

Международные стандарты PRMS при оценке извлекаемых запасов учитывают не только наличие углеводородов в данной геологической формации, но и про-

мышленную целесообразность извлечения запасов. Во внимание принимаются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, добычу, транспортировку, налоги, текущие цены на углеводороды и прочие факторы, которые влияют на экономическую жизнеспособность данного месторождения.

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

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

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

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

Различия между стандартами PRMS и стандартами Комиссии США по ценным бумагам и биржам (стандарты SEC)

- **Достоверность наличия.** Согласно стандартам PRMS неразрабатываемые запасы, находящиеся на расстоянии более одного стандартно определенного расстояния между скважинами от действующей промышленно добывающей скважины, могут быть классифицированы как доказанные, если есть «обоснованная уверенность» в том, что они существуют. Согласно положениям SEC должно быть «продемонстрировано с уверенностью», что запасы есть, прежде чем они могут попасть в категорию «доказанные».
- **Срок действия лицензии.** Согласно стандартам PRMS доказанные запасы прогнозируются на срок рентабельной разработки месторождения. Согласно

стандартам SEC запасы нефти и газа не могут быть классифицированы как доказанные, если они будут извлечены после окончания срока действия лицензии, за исключением случаев, когда владелец лицензии имеет право возобновить ее действие, подтверждаемое показательными историческими фактами такого возобновления лицензий. Федеральным законом «О недрах» предусмотрено, что владелец лицензии может подать запрос на продление существующей лицензии, если после окончания первоначального срока ее действия сохраняются извлекаемые запасы, в том случае, если владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

Газпром готовит и предоставляет на утверждение государственным органам проекты разработки месторождений на основании срока рентабельной разработки месторождения даже в тех случаях, когда срок рента-

бельной 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

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2015
Природный газ, млрд м³					
Разведанные запасы по российской классификации	35 169,8	35 696,6	36 101,4	36 147,3	36 443,9
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	94 %	93 %	94 %	94 %	95 %
Доказанные	19 133,0	18 939,3	18 894,7	18 791,2	18 596,5
Вероятные	4 254,1	4 325,2	4 616,0	4 913,8	5 258,6
Доказанные и вероятные	23 387,1	23 264,5	23 510,7	23 705,0	23 855,1
Газовый конденсат, млн т					
Разведанные запасы по российской классификации	1 386,1	1 384,4	1 447,0	1 499,5	1 534,9
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	89 %	92 %	92 %	94 %
Доказанные	633,8	638,8	642,3	699,5	759,2
Вероятные	174,9	193,6	206,3	233,8	259,7
Доказанные и вероятные	808,7	832,4	848,6	933,3	1 018,9
Нефть, млн т					
Разведанные запасы по российской классификации	1 992,2	2 019,0	2 053,1	2 082,0	2 078,5
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	89 %	91 %	92 %	93 %
Доказанные	819,5	834,8	830,5	792,7	789,5
Вероятные	588,8	572,4	543,9	562,7	589,2
Доказанные и вероятные	1 408,3	1 407,2	1 374,4	1 355,4	1 378,7

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный газ, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	228 252,0	231 670,9	234 298,1	234 596,0	236 520,9
Доказанные	124 173,2	122 916,1	122 626,6	121 954,9	120 691,3
Вероятные	27 609,1	28 070,5	29 957,8	31 890,6	34 128,3
Доказанные и вероятные	151 782,3	150 986,6	152 584,4	153 845,5	154 819,6
Газовый конденсат, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	11 338,3	11 324,4	11 836,5	12 265,9	12 555,5
Доказанные	5 184,5	5 225,4	5 254,0	5 721,9	6 210,3
Вероятные	1 430,7	1 583,6	1 687,5	1 912,5	2 124,3
Доказанные и вероятные	6 615,2	6 809,0	6 941,5	7 634,4	8 334,6

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Нефть, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	14 602,8	14 799,3	15 049,2	15 261,1	15 235,4
Доказанные	6 006,9	6 119,1	6 087,6	5 810,5	5 787,0
Вероятные	4 315,9	4 195,7	3 986,8	4 124,6	4 318,8
Доказанные и вероятные	10 322,8	10 314,8	10 074,4	9 935,1	10 105,9
Всего, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	254 193,1	257 794,6	261 183,8	262 123,0	264 311,8
Доказанные	135 364,6	134 260,6	133 968,2	133 487,3	132 688,6
Вероятные	33 355,7	33 849,8	35 632,1	37 927,7	40 571,5
Доказанные и вероятные	168 720,3	168 110,4	169 600,3	171 415,0	173 260,1

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения.

В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э. Показатели по состоянию на 31 декабря 2015 г. и ранее в целях обеспечения сопоставимости данных пересчитаны в соответствии с указанным соотношением.

Движение разведанных запасов углеводородов Группы Газпром по российской классификации на территории Российской Федерации, 2013–2016 гг.

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	Природный газ, млрд м³	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
Запасы на 31.12.2012 г.	35 169,8	1 386,1	1 992,2
Прирост запасов за счет геологоразведки	647,8	5,4	48,2
Передача запасов, разведанных в 2013 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, 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
Запасы на 31.12.2013 г.	35 696,6	1 384,4	2 019,0
Прирост запасов за счет геологоразведки	822,5	114,2	24,7
Передача запасов, разведанных в 2014 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, 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

	Природный газ, млрд м ³	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
Запасы на 31.12.2014 г.	36 101,4	1 447,0	2 053,1
Прирост запасов за счет геологоразведки	531,1	68,5	20,6
Передача запасов, разведанных в 2015 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-62,9	-4,7	0,9
Получение лицензий, в т. ч.:	-	-	4,2
по факту открытия***	-	-	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-	-	-
Приобретение активов	-	-	-
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	-5,0	-0,1	47,1
Добыча (включая потери)	-417,3****	-11,2	-43,9
Запасы на 31.12.2015 г.	36 147,3	1 499,5	2 082,0
Прирост запасов за счет геологоразведки	457,4	38,0	19,3
Передача запасов, разведанных в 2016 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-2,4	-1,7	-2,0
Получение лицензий, в т. ч.:	257,5	10,9	15,0
по факту открытия***	-	-	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-0,6	-	-
Приобретение активов	-	-	-
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	2,0	-0,1	11,1
Добыча (включая потери)	-417,3****	-11,7	-46,9
Запасы на 31.12.2016 г.	36 443,9	1 534,9	2 078,5

* Изменение запасов газового конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C_{гн}). 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.

**** Исключая растворенный газ.

Коэффициент выполнения разведанных запасов углеводородов Группы Газпром по российской классификации

(с учетом доли в запасах и добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012*	2013	2014	2015	2016
Природный газ	1,18	1,33	1,86	1,27	1,10
Газовый конденсат	2,31	0,52	10,88	6,12	3,25
Нефть	1,67	1,14	0,57	0,47	0,41
Всего	1,24	1,29	1,95	1,32	1,08

* Без учета доли Группы Газпром в запасах и добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

Обеспеченность разведанными запасами углеводородов Группы Газпром по российской классификации, лет

(с учетом доли в запасах и добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012*	2013	2014	2015	2016
Природный газ	73	73	82	87	87
Нефть	54	48	47	47	44

* Без учета доли Группы Газпром в запасах и добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

Запасы природного газа Группы Газпром по стандартам PRMS на территории Российской Федерации, млрд м³

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	18 133,7	18 036,7	18 023,7	17 942,5	17 780,9
Вероятные	4 068,2	4 072,4	4 303,7	4 587,6	4 930,2
Доказанные и вероятные	22 201,9	22 109,1	22 327,4	22 530,1	22 711,1
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные	193,8	216,7	223,5	239,5	243,0
Вероятные	133,1	111,3	168,3	182,1	183,0
Доказанные и вероятные	326,9	328,0	391,8	421,6	426,0
ЗАО «Пургаз»					
Доказанные	172,9	158,3	145,0	132,3	120,6
Вероятные	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Доказанные и вероятные	185,8	171,2	157,9	145,2	133,5
ОАО «Севернефтегазпром»					
Доказанные	613,7	510,0	484,9	459,8	434,6
Вероятные	36,8	125,7	125,7	125,7	125,7
Доказанные и вероятные	650,5	635,7	610,6	585,5	560,3
Всего без учета доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	19 114,1	18 921,7	18 877,1	18 774,1	18 579,1
Вероятные	4 251,0	4 322,3	4 610,6	4 908,3	5 251,8
Доказанные и вероятные	23 365,1	23 244,0	23 487,7	23 682,4	23 830,9
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром					
Доказанные	18,9	17,6	17,6	17,1	17,4
Вероятные	3,1	2,9	5,4	5,5	6,8
Доказанные и вероятные	22,0	20,5	23,0	22,6	24,2
Всего с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	19 133,0	18 939,3	18 894,7	18 791,2	18 596,5
Вероятные	4 254,1	4 325,2	4 616,0	4 913,8	5 258,6
Доказанные и вероятные	23 387,1	23 264,5	23 510,7	23 705,0	23 855,1

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Запасы газового конденсата Группы Газпром по стандартам PRMS на территории Российской Федерации, млн т

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	633,8	634,4	637,3	691,9	751,7
Вероятные	174,9	190,3	202,8	230,2	257,0
Доказанные и вероятные	808,7	824,7	840,1	922,1	1 008,7
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные**	x	4,4	5,0	7,6	7,5
Вероятные**	x	3,3	3,5	3,6	2,7
Доказанные и вероятные**	x	7,7	8,5	11,2	10,2
Всего					
Доказанные	633,8	638,8	642,3	699,5	759,2
Вероятные	174,9	193,6	206,3	233,8	259,7
Доказанные и вероятные	808,7	832,4	848,6	933,3	1 018,9

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

** До оценки, подготовленной по состоянию на 31 декабря 2013 г., запасы газового конденсата Группы Газпром нефть учитывались в запасах нефти.

Запасы нефти Группы Газпром по стандартам PRMS на территории Российской Федерации, млн т

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	58,9	55,5	55,6	44,7	44,6
Вероятные	105,0	121,0	45,9	35,0	35,0
Доказанные и вероятные	163,9	176,5	101,5	79,7	79,6
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные	654,9	683,9	675,9	655,6	652,8
Вероятные	418,8	393,8	432,8	458,7	486,1
Доказанные и вероятные	1 073,7	1 077,7	1 108,7	1 114,3	1 138,9
Всего без учета доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	713,8	739,4	731,5	700,3	697,4
Вероятные	523,8	514,8	478,7	493,7	521,1
Доказанные и вероятные	1 237,6	1 254,2	1 210,2	1 194,0	1 218,5
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, принадлежащей на Группу Газпром					
Доказанные	105,7	95,4	99,1	92,4	92,1
Вероятные	65,0	57,6	65,1	69,0	68,1
Доказанные и вероятные	170,7	153,0	164,2	161,4	160,2

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Всего с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	819,5	834,8	830,5	792,7	789,5
Вероятные	588,8	572,4	543,9	562,7	589,2
Доказанные и вероятные	1 408,3	1 407,2	1 374,4	1 355,4	1 378,7

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение разведанных запасов углеводородов по российской классификации

Группы Газпром на территории Российской Федерации

(с учетом доли в запасах компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный газ, млрд м³					
Уральский ФО	23 144,2	22 456,6	22 032,2	21 613,5	21 309,0
Северо-Западный ФО	87,4	86,9	85,8	85,1	307,3
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 510,5	2 498,9	2 997,4	2 985,3	2 973,1
Приволжский ФО	717,8	696,2	684,1	663,5	648,9
Сибирский ФО	1 737,5	1 755,1	1 936,7	1 971,6	2 103,3
Дальневосточный ФО	1 181,0	1 197,2	1 197,2	1 402,1	1 488,3
Континентальный шельф Российской Федерации	5 791,4	7 005,7	7 168,0	7 426,2	7 614,0
Всего	35 169,8	35 696,6	36 101,4	36 147,3	36 443,9
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	713,8	712,4	675,7	695,2	690,6
Северо-Западный ФО	20,6	20,6	20,5	20,5	31,3
Южный и Северо-Кавказский ФО	374,3	371,5	447,5	444,7	441,9
Приволжский ФО	57,4	56,9	56,5	56,0	55,7
Сибирский ФО	92,8	91,4	92,6	92,3	97,0
Дальневосточный ФО	26,4	27,3	27,3	29,6	30,5
Континентальный шельф Российской Федерации	100,8	104,3	126,9	161,2	187,9
Всего	1 386,1	1 384,4	1 447,0	1 499,5	1 534,9
Нефть, млн т					
Уральский ФО	1 532,9	1 550,9	1 560,1	1 541,6	1 531,3
Северо-Западный ФО	4,8	4,8	4,8	5,6	19,8
Южный и Северо-Кавказский ФО	7,3	8,0	7,9	8,0	7,9
Приволжский ФО	156,2	159,0	159,9	200,2	202,5
Сибирский ФО	188,5	191,4	198,9	205,0	201,3
Дальневосточный ФО	55,1	57,5	57,6	58,4	54,6
Континентальный шельф Российской Федерации	47,4	47,4	63,9	63,2	61,1
Всего	1 992,2	2 019,0	2 053,1	2 082,0	2 078,5

Примечание. До 2016 г. запасы углеводородов приведены по категориям A+B+C₁, начиная с оценки по состоянию на 31 декабря 2016 г. — по категориям A+B₁+C₁. В соответствии с новой Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477 и вступившей в силу с 1 января 2016 г., категории A+B₁+C₁ представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям A+B+C₁.

**Разведанные запасы углеводородов по российской классификации
ассоциированных компаний и совместных предприятий на территории
Российской Федерации в доле, приходящейся на Группу Газпром**

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный газ, млрд м ³	732,2	851,5	971,7	1 035,5	999,1
Газовый конденсат, млн т	62,0	80,1	97,0	112,1	104,5
Нефть, млн т	518,3	542,0	575,4	566,9	571,5

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный газ, млн барр. н. э.	4 752,0	5 526,2	6 306,3	6 720,4	6 484,2
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	507,2	655,2	793,5	917,0	854,8
Нефть, млн барр. н. э.	3 799,1	3 972,9	4 217,7	4 155,4	4 189,1
Всего, млн барр. н. э.	9 058,2	10 154,4	11 317,5	11 792,8	11 528,1

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э. Показатели по состоянию на 31 декабря 2015 г. и ранее в целях обеспечения сопоставимости данных пересчитаны в соответствии с указанным соотношением.

Лицензии

Площадь лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2016 г., тыс. км²

Тип лицензии*	Уральский ФО	Северо-Западный ФО	Южный и Северо-Кавказский ФО	Приволжский ФО	Сибирский ФО	Дальневосточный ФО	Континентальный шельф Российской Федерации
Группа Газпром							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	26,5	–	2,8	2,6	46,1	–	319,2
С целью разведки и добычи (НЭ)	69,0	1,5	5,3	2,8	20,8	12,6	12,1
С целью геологического изучения недр (НП)	16,8	0,2	0,3	3,2	3,8	–	–
Всего	112,3	1,7	8,4	8,6	70,7	12,6	331,3
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	–	–	–	–	–	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	4,1	–	–	–	18,9	–	–
С целью геологического изучения недр (НП)	0,1	–	–	–	–	–	–
Всего	4,2	–	–	–	18,9	–	–

* Категории лицензий указаны в соответствии с российским законодательством.

Лицензии на основные месторождения углеводородов по состоянию на 31 декабря 2016 г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Группа Газпром						
Западная Сибирь (Уральский ФО)						
Уренгойское	1978	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2038
Северо-Уренгойское	1987			НГК	НЭ	2030
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2038
Песцовое	2004			НГК	НЭ	2041
Ямбургское	1991	ООО «Газпром добыча Ямбург»	100 %	НГК	НЭ	2054
Заполярное	2001			НГК	НЭ	2114
Тазовское	–			НГК	НР	2025
Северо-Парусовое	–			НГК	НЭ	2027
Медвежье	1972	ООО «Газпром добыча Надым»	100 %	НГК	НЭ	2086
Ямсовейское	1997			НГК	НЭ	2039
Юбилейное	1992			НГК	НЭ	2018
Харасавэйское	–			ГК	НЭ	2033
Бованенковское	2012			НГК	НЭ	2042
Новопортовское	2012*****	ООО «Газпромнефть-Ямал»	100 %	НГК	НЭ	2150

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Комсомольское	1993	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	100 %	НГК	НЭ	2049
Еты-Пуровское	2004			НГК	НЭ	2038
Западно-Таркосалинское	1996			НГК	НР	2116
Губкинское	1999	ЗАО «Пургаз»	51 %	НГК	НЭ	2033
Южно-Русское	2007	ОАО «Севернефте-газпром»	50,001 % (обыкновенных акций)	НГК	НЭ	2043
Западно-Тамбейское	—	ПАО «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
Сугмутское	1995	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	100 %	Н	НЭ	2089
Суторминское	1982			НГК	НЭ	2067
Муравленковское	1982			НГ	НЭ	2072
Спорышевское	1996			Н	НЭ	2083
Южная часть Приобского месторождения	1999	ООО «Газпромнефть-Хантос»	100 %	Н	НЭ	2038
Вынгапуровское (ХМАО — Югра)	1982	ООО «Заполярьефть»	100 %	НГК	НЭ	2034
Юг России (Южный ФО)						
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2019
Западно-Астраханское	—	ПАО «Газпром»		ГК	НР	2029
Южный Урал (Приволжский ФО)						
Оренбургское	1974	ООО «Газпром добыча Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2038
Восточный участок Оренбургского НГКМ	1994*****	ООО «Газпром нефть Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2138
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)						
Чаяндинское	—	ПАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028
Ковыктинское (включая Хандинскую площадь)	—			ГК	НЭ	2037
Тас-Юряхское	—			НГК	НЭ	2031
Соболох-Неджелинское	—			ГК	НЭ	2031
Часть Среднетюнгского месторождения	—			ГК	НЭ	2031
Верхневилучанское	—			НГК	НЭ	2031
Чиканское	—			ГК	НЭ	2028
Собинское	—	ООО «Газпром добыча Краснодар»	100 %	НГК	НР	2028

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Континентальный шельф Российской Федерации						
Штокмановское (включая западную часть)	—	ПАО «Газпром»		ГК	НЭ	2043
Кириновское	2013			ГК	НЭ	2028
Южно-Кириновское	—			ГК	НР	2039
Мынгинское	—			ГК	НР	2039
Ледовое	—			ГК	НЭ	2033
Русановское	—			ГК	НР	2043
Лудловское	—			Г	НР	2043
Ленинградское	—			ГК	НР	2043
Каменномысское-море	—	ООО «Газпром добыча Ямбург»		Г	НЭ	2057
Северо-Каменномысское	—			ГК	НЭ	2076
Семаковское	—			Г	НЭ	2028
Приразломное	2013	ООО «Газпром нефть шельф»	100 %	Н	НЭ	2043
Долгинское	—	ООО «Газпромнефть- Сахалин»	100 %	Н	НЭ	2035
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции						
Западная Сибирь (Уральский ФО)						
Западно-Салымское	2004	Salym Petroleum Development N.V.	50 %	Н	НЭ	2130
Советское (ХМАО — Югра)	1966	ОАО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2145
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	2041
Лугинецкое	1982			НГК	НЭ	2039
Ассоциированные компании и совместные предприятия						
Западная Сибирь (Уральский ФО)						
Восточно-Мессояхское	2013*****	АО «Мессояханефтегаз»	50 %	НГК	НР	2140
Западно-Мессояхское	—			НГ	НР	2020
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)						
Куюмбинское	2010*****	ООО «Славнефть- Красноярскнефтегаз»	50 %	НГК	НР	2171
Пильтун-Астохское	1999	Sakhalin Energy	50 % +	НГК	НР	2021
Лунское	2009	Investment Company Ltd.	1 акция	НГК	НР	2021
* Суммарная доля Группы в уставном капитале объектов вложения, отраженная в консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО. ** 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: 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. **** Держатели лицензий Группы Газпром выполняют основные условия лицензионных соглашений и 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

Добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

(с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млрд м ³	487,99	488,39	444,90	419,52	420,13
Газовый конденсат, млн т	12,85	14,66	14,49	15,34	15,85
Нефть, млн т	42,26	42,41	43,53	44,04	47,15

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	3 167,06	3 169,65	2 887,40	2 722,68	2 726,64
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	105,11	119,92	118,53	125,48	129,65
Нефть, млн барр. н. э.	309,77	310,87	319,07	322,81	345,61
Всего, млн барр. н. э.	3 581,94	3 600,44	3 325,00	3 170,97	3 201,91

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э. Показатели по состоянию на 31 декабря 2015 г. и ранее в целях обеспечения сопоставимости данных пересчитаны в соответствии с указанным соотношением.

Среднесуточная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

(с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млн м ³ / сут.	1 333,3	1 338,0	1 218,9	1 149,4	1 147,9
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	35,1	40,2	39,7	42,0	43,4
Нефть, тыс. т / сут.	115,5	116,2	119,3	120,7	128,8

Добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации
(с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	437,90	436,29	393,73	368,20	368,60
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	8,73	11,36	11,86	12,53	13,64
ЗАО «Пургаз»	15,04	14,62	13,25	12,70	11,74
ОАО «Севернефтегазпром»	25,35	25,12	25,04	25,05	25,12
Всего без учета доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	487,02	487,39	443,88	418,48	419,10
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	0,97	1,00	1,02	1,04	1,03
Всего с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	487,99	488,39	444,90	419,52	420,13
Газовый конденсат, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	12,84	14,65	14,47	15,31	15,83
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02
Всего	12,85	14,66	14,49	15,34	15,85
Нефть, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,70	1,69	1,73	1,74	1,55
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	31,63	32,15	33,56	34,30	37,74
Всего без учета доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	33,33	33,84	35,29	36,04	39,29
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	8,93	8,57	8,24	8,00	7,86
Всего с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	42,26	42,41	43,53	44,04	47,15

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение добычи углеводородов Группы Газпром на территории Российской Федерации

(с учетом доли в добыче компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млрд м³					
Уральский ФО	450,96	452,34	409,96	385,18	385,46
Северо-Западный ФО	2,33	2,38	2,25	2,14	2,06
Южный и Северо-Кавказский ФО	12,89	11,86	11,24	11,15	11,28
Приволжский ФО	17,52	17,27	16,73	16,22	15,65
Сибирский ФО	4,29	4,43	4,23	3,82	4,55
Дальневосточный ФО	–	0,20	0,39	0,40	0,41
Континентальный шельф Российской Федерации	–	0,01	0,10	0,61	0,72
Всего	487,99	488,39	444,90	419,52	420,13
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	8,04	10,18	10,30	11,14	11,59
Северо-Западный ФО	0,13	0,14	0,13	0,12	0,12
Южный и Северо-Кавказский ФО	4,13	3,78	3,56	3,51	3,56
Приволжский ФО	0,22	0,19	0,16	0,15	0,14
Сибирский ФО	0,33	0,37	0,31	0,31	0,31
Дальневосточный ФО	–	0,0	0,01	0,01	0,01
Континентальный шельф Российской Федерации	–	–	0,02	0,10	0,12
Всего	12,85	14,66	14,49	15,34	15,85
Нефть, млн т					
Уральский ФО	32,95	32,70	32,83	32,39	34,45
Северо-Западный ФО	0,04	0,05	0,03	0,04	0,03
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,16	0,14	0,11	0,09	0,09
Приволжский ФО	1,23	1,77	2,46	2,76	2,85
Сибирский ФО	7,88	7,75	7,84	7,87	7,58
Дальневосточный ФО	–	–	–	0,0	–
Континентальный шельф Российской Федерации	–	–	0,26	0,89	2,15
Всего	42,26	42,41	43,53	44,04	47,15

Полезное использование ПНГ Группой Газпром на территории Российской Федерации

(без учета компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Использование ПНГ, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,3	1,3	1,4	1,9	1,8
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	4,2	5,4	6,2	6,5	7,6
Всего	5,5	6,7	7,6	8,4	9,4
Уровень полезного использования ПНГ, %					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	83,2	90,9	93,5	95,6	97,8
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	65,7	79,5	80,5	79,6	79,2
Всего	69,2	81,4	82,9	82,7	82,2

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млрд м³	11,9	13,0	18,2	25,5	27,2
Газовый конденсат, млн т	1,1	1,3	2,3	4,7	5,2
Нефть, млн т	10,8	10,2	10,0	9,6	9,9

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	77,2	84,4	118,1	165,5	176,5
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	9,0	10,6	18,8	38,4	42,5
Нефть, млн барр. н. э.	79,2	74,8	73,3	70,4	72,6
Всего, млн барр. н. э.	165,4	169,8	210,2	274,3	291,6

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э. Показатели по состоянию на 31 декабря 2015 г. и ранее в целях обеспечения сопоставимости данных пересчитаны в соответствии с указанным соотношением.

Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды

(без учета компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разведочное бурение, тыс. м	126,4	146,4	165,4	143,6	111,6
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	54	53	41	43	40
в т. ч. продуктивные	46	37	31	38	34
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	1,9	1,4	6,6	0,3	1,1
Сейсморазведка 3D, тыс. км ²	8,4	13,3	12,6	20,0	20,6
Прирост запасов углеводородов, млн барр. н. э.	3 955,5	4 183,5	5 942,2	3 835,1	3 404,0
Эффективность бурения, барр. н. э. / м	31 293,5	28 575,8	35 926,2	26 706,8	30 501,8

Основные показатели ГРП на углеводороды компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разведочное бурение, тыс. м	14,0	11,6	13,1	3,2	7,4
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	5	5	4	1	2
в т. ч. продуктивные	4	3	3	1	1
Сейсморазведка 2D, пог. км	481	–	–	–	–
Сейсморазведка 3D, км ²	1 085	858	494	459	130

Эксплуатационное бурение Группы Газпром

(без учета компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	212	93	38	73	64
на нефть	724	788	832	802	725
на ПХГ	17	43	22	27	13
Всего	953	924	892	902	802
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	367,7	239,7	125,6	153,2	227,2
на нефть	2 566,6	3 002,1	2 948,5	3 163,0	2 735,8
на ПХГ	24,2	36,7	27,6	47,5	23,7
Всего	2 958,5	3 278,5	3 101,7	3 363,7	2 986,7

Эксплуатационное бурение компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Эксплуатационные скважины на нефть, законченные строительством, ед.	243	211	188	206	231
Объем проходки в эксплуатационном бурении на нефть, тыс. м	827	697	694	789	785

Производственные мощности Группы Газпром в добыче углеводородов (без учета компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разрабатываемые месторождения, ед.*					
В промышленной разработке	118	122	126	135	136
В опытно-промышленной эксплуатации	6	11	13	11	15
Всего	124	133	139	146	151
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 717	7 744	7 816	7 881	7 916
в т. ч. действующие	7 226	7 263	7 293	7 358	7 441
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	7 296	7 868	8 218	9 058	9 316
в т. ч. действующие	6 738	7 246	7 604	8 461	8 681
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	179	170	171	170	171
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м³ в год	1 072,9	1 099,7	1 119,7	1 119,7	1 119,7
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	49	49	52	53	58
Установленная мощность ДКС, МВт	5 015,2	5 046,4	5 265,4	5 080,3	5 669,8

* С 2016 г. информация о разрабатываемых месторождениях Группы Газпром представляется с учетом месторождений в опытно-промышленной эксплуатации, а также месторождений на стадии промышленной разработки, которые по состоянию на 31 декабря отчетного периода не давали продукцию. Данные за 2012–2015 гг. в целях обеспечения сопоставимости данных пересчитаны.

Производственные мощности в добыче углеводородов компаний, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разрабатываемые месторождения, ед.	34	35	39	41	42
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	9	9	8	7	7
в т. ч. действующие	2	–	1	3	3
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	3 439	3 590	3 635	3 768	3 733
в т. ч. действующие	2 927	3 017	3 086	3 163	3 379

Перспективные месторождения

Разрабатываемые месторождения Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)					
Песцовое (нижнемеловые отложения)	Расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в 150 км северо-западнее г. Нового Уренгоя.	2,1 млрд м³ газа	2020–2021 гг.	2025–2026 гг.	Осуществляется проектирование. Ведется доработка месторождения.
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м³ газа	2011 г.	2020–2021 гг.	На месторождении ведется добыча газа из апт-альбских залежей. Выполнены изыскания под кустовые площадки берриас-валанжинских залежей. Ведется проектирование по объекту «Обустройство берриас-валанжинских отложений Ныдинского участка Медвежьего НГКМ».
Уренгойское (ачимовские залежи)	Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков.				
	Участок 1	9,6 млрд м³ газа и 2,95 млн т нестабильного конденсата	2008 г.	2021–2023 гг.	Ведется освоение, оператор — АО «Ачимгаз» (СП с компанией Wintershall Holding GmbH).
	Участок 2	8,7 млрд м³ газа и 2,84 млн т нестабильного конденсата	2009 г.		Ведется освоение, завершено проектирование дооб-устройства на полное развитие. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Ведется разработка рабочей документации.
	Участки 4–5	15,5 млрд м³ газа	2020–2021 гг.	2024–2027 гг.	Проектирование завершено. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Ведется разработка рабочей документации.
Полуостров Ямал и прилегающие акватории					
Бованенковское месторождение	Самое крупное по запасам месторождение полуострова Ямал, расположенное в центральной части и наиболее изученное.				
сеноман-аптские залежи		115 млрд м³ газа	2012 г.	2021–2024 гг.	Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Ведется добыча газа, эксплуатационное бурение и доработка месторождения, продолжаются строительные-монтажные работы.
неоком-юрские залежи		25 млрд м³ газа	2024–2025 гг.	2029–2030 гг.	Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Ведется доработка месторождения.
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризующейся отсутствием инфраструктуры.	8,0 млн т нефти	2016 г.	2021 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Запущен комплекс инфраструктуры для обеспечения круглогодичной добычи и отгрузки нефти морским транспортом.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Поволжье					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовой уровень добычи в 50–60 млрд м ³ . Добыча содержится на уровне 12 млрд м ³ в год в основном экологическими ограничениями, а также необходимостью использования дорогостоящих технологий.		1986 г.		На месторождении ведется добыча газа. Рассматривается возможность разработки месторождения с использованием технологии закачки кислот газов в пласт, которая позволит существенно уменьшить количество вредных выбросов и исключить проблемы утилизации попутной серы.
Волго-Уральский регион					
Восточный участок Оренбургского НГКМ	Расположен в 40 км от г. Оренбурга в регионе с развитой инфраструктурой вблизи от рынков сбыта.	6,2 млн т н. э.	1994 г.	2021 г.	С 1994 г. находится в опытно-промышленной эксплуатации. Продолжена практика применения многостадийного гидроразрыва пласта. Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение.
Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации					
Приразломное	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Печорском море 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.	4,8 млн т нефти	2014 г.	2023 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Всего проект освоения месторождения предусматривает ввод в эксплуатацию 32 скважин.
Восточная Сибирь и Дальний Восток					
Чаяндынское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25 млрд м ³ газа	Ввод месторождения в эксплуатацию и вывод на проектную мощность планируется в соответствии с обязательствами по контракту на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «восточному» маршруту.	Будет уточнено по результатам периода опытно-промышленной эксплуатации) разработки.	Завершены ГРП. Начато строительство эксплуатационных скважин. Ведутся подготовительные работы на объектах обустройства месторождения: отсыпка дорог, площадок УКПГ, кустов газовых скважин, устройство фундаментов и оснований объектов строительства. Продолжаются работы по бурению эксплуатационных газовых скважин.
		1,9 млн т нефти	2015 г.	Будет уточнено по результатам периода опытно-промышленной эксплуатации) разработки.	Пробурены девять скважин этапа опытно-промышленной эксплуатации. Выполнена работа по пробной эксплуатации первой скважины. Проводится пробная эксплуатация второй скважины. Завершена отсыпка дорог и площадок объектов инфраструктуры месторождения. Ведутся работы по устройству фундаментов и оснований объектов строительства.
Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море					
Кириное	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3».	5,5 млрд м ³ газа	2014 г.	2021–2022 гг.	На месторождении ведется добыча газа и эксплуатационное бурение. Выполняются проектные работы по объектам расширения Кириного ГКМ.
Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут меняться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.					

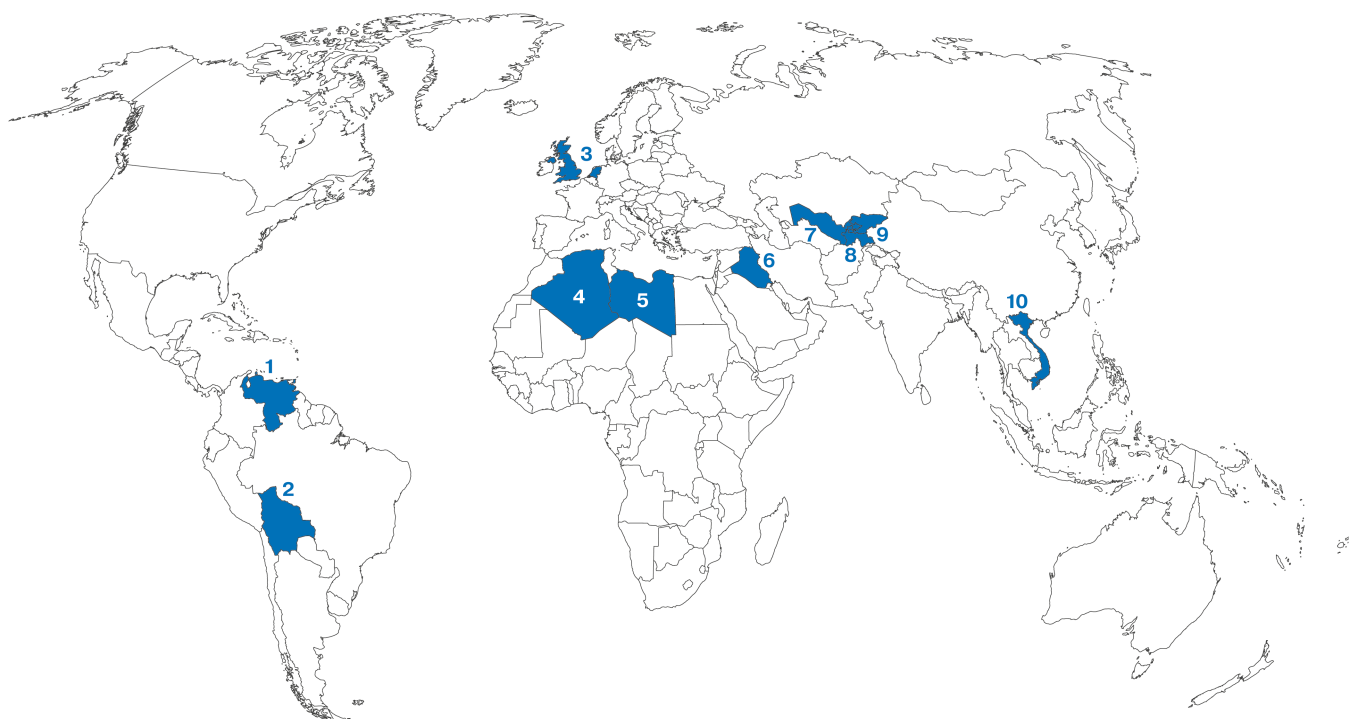
Разведываемые месторождения Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Полуостров Ямал и прилегающие акватории					
Харасавэйское	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность.	32 млрд м³ газа	2023–2024 гг.	2026–2027 гг.	Утверждена технологическая схема разработки месторождения.
сеноман-аптские залежи	Бованенковского месторождения.				Ведется проектирование.
неоком-юрские залежи					Ведется доразведка месторождения.
Круzenshternskoe	Входит в Бованенковскую группу месторождений	33 млрд м³ газа	2027–2028 гг.	2031–2033 гг.	Ведется доразведка месторождения.
Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации					
Штокмановское	Расположено в центральной части Баренцева моря к северо-западу от полуострова Ямал и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманска. Поставки газа планируются как по Единой системе газоснабжения, так и в виде СПГ на удаленные рынки.	71,7 млрд м³ газа с возможностью увеличения до 95 млрд м³	Будут определены по результатам Обоснования инвестиций.		Предусматривается выполнение корректировки Обоснования инвестиций в комплексное освоение Штокмановского ГКМ.
Обская и Тазовская губы					
Северо-Каменномысское	Месторождения расположены в средней части акватории Обской губы в ЯНО	14,5 млрд м³ газа	2025–2027 гг.	2030–2032 гг.	Формируются задание на проектирование и технические требования.
Каменномысское-море	и определены первоочередными объектами освоения месторождений акватории Обской и Тазовской губ.	15,1 млрд м³ газа	2023–2025 гг.	2025–2027 гг.	Ведется проектирование обустройства месторождения.
Восточная Сибирь и Дальний Восток					
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области.	25 млрд м³ газа	Ввод месторождения в промышленную разработку предусмотрен после выхода на максимальную производительность Чаядинского НГКМ.		Продолжается доразведка месторождения. Начаты проектно-изыскательские работы по объекту, в рамках которых выполняются комплексные инженерные изыскания. Проводятся испытания мембранной технологии извлечения гелия в промысловых условиях. Ведется опытно-промышленная разработка месторождения.
Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море					
Южно-Киринское	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3».	21 млрд м³ газа	2023 г.	2033–2034 гг.	Осуществляется подготовка к вводу в разработку: завершаются доразведка запасов углеводородов, выполнение морских и сухопутных инженерных изысканий, ведется разработка проектной документации для 1-го этапа разработки месторождения (обустройство пусковых скважин), производится подготовка к бурению эксплуатационных скважин.
Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут меняться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.					

Месторождения совместных предприятий Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Партнер	Годовая проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Гыданский полуостров						
Восточно-Мессояхский лицензионный участок	Находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова, относится к категории крупнейших по величине разведанных запасов.	ПАО «НК «Роснефть»	5,6 млн т нефти	2016 г.	2020 г.	В сентябре 2016 г. запущено в полномасштабную разработку. Пробурено и введено 82 скважины. Введены в эксплуатацию основные объекты инфраструктуры (центральный пункт сбора нефти, приемно-сдаточный пункт, напорный нефтепровод, газотурбинная электростанция) и объекты социально-бытового назначения. Сформирована и утверждена программа ГРП, эксплуатационного бурения и обустройства Восточно-Мессояхского лицензионного участка.
Восточная Сибирь и Дальний Восток						
Куомбинское	Расположено в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазо-накопления. Район характеризуется труднодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия.	ПАО «НК «Роснефть»	10,9 млн т нефти	2018 г.	2032 г.	Находится в стадии опытно-промышленной разработки. Реализованы объекты инфраструктур «Ранняя нефть», обеспечивающие сдачу в систему ПАО «Транснефть» по временной схеме. Ведется эксплуатационное бурение, строительство объектов обустройства.
Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут меняться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.						

Основные проекты Группы Газпром в разведке и добыче углеводородного сырья за рубежом



1 Венесуэла

Блок Хунин-6



2 Боливия

Лицензионные блоки
Ипати, Акио, Асеро
Лицензионные блоки
Ипати, Акио



3 Великобритания и Нидерланды

Месторождения Винчелси,
Силлиманит
Месторождение Вингейт



4 Алжир

Лицензионный участок
Эль-Ассель



5 Ливия

Лицензионные участки
№ 19 и № 64



6 Ирак

Месторождение Бадра,
блок Гармиан (Курдистан)
Блоки Халабджа, Шакал
(Курдистан)



7 Узбекистан

Месторождение Джел
Месторождение Шахпахты



8 Таджикистан

Лицензионные участки
Сарикамыш,
Западный Шохамбары



9 Кыргызстан

Лицензионная площадь
Кугарт, участок
Восточный Майлису-IV



10 Вьетнам

Блоки № 112 (с учетом
расширения), № 129–132
Блоки 05-2 и 05-3



Поиск и разведка углеводородов



Добыча нефти



Добыча газа и газового конденсата



Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2016 г.

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разведочное бурение, тыс. м	24,0	18,1	17,6	28,3	9,7
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	7	4	5	4	8
в т. ч. продуктивные	1	1	4	2	7
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	0,7	0,4	–	–	1,5
Сейсморазведка 3D, тыс. км²	0,4	1,4	1,7	1,4	0,8
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.					

Производственные мощности Группы Газпром в добыче углеводородов на территории зарубежных стран

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Разрабатываемые месторождения, ед.	50	51	47	53	47
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	234	289	235	168	172
в т. ч. действующие	111	94	96	74	81
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	903	863	904	963	931
в т. ч. действующие	623	543	623	661	681
Примечание. Приведены производственные мощности в добыче углеводородов дочерних обществ Группы на территории зарубежных стран, представленные в рамках рассматриваемого периода компаниями NIS (Сербия).					

Эксплуатационное бурение Группы Газпром на газ и нефть на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	2	1	3	–	2
на нефть	12	27	46	35	38
Всего	14	28	49	35	40
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	3,0	1,9	7,9	–	1,6
на нефть	18,4	63,6	86,0	75,0	40,9
Всего	21,4	65,5	93,9	75,0	42,5
Примечание. Приведены показатели эксплуатационного бурения на газ и нефть дочерних обществ Группы на территории зарубежных стран, представленные в рамках рассматриваемого периода компаниями NIS (Сербия).					

Добыча углеводородов в рамках зарубежных проектов с участием Группы Газпром

Проект	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный и попутный газ, млн м³					
Месторождение Бадра	–	–	–	7	14
Месторождение Вингейт	742	394	622	877	686
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	–	331	1 786	1 884	2 142
Месторождение Шахпахты	301	319	334	357	363
Месторождение Инкауаси	–	–	–	–	740
Газовый конденсат, тыс. т					
Месторождение Вингейт	5	2	4	5	3
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	–	59	366	436	573
Месторождение Инкауаси	–	–	–	–	75
Нефть, тыс. т					
Месторождение Бадра	–	–	309	1 383	2 575
Блок Хунин-6	–	106	262	524	823
Блок Гармиан	–	–	–	219	193
Примечание. Объемы добычи приведены в целом по проектам без выделения доли Группы Газпром.					

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 31.12.2016 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, II и III фазам ГРП выполнены. Подготовлены планы разработки месторождений ZERN, ZER, RSH и RSHN. Проект находится в стадии ГРП в режиме удержания до подачи заявления о коммерческой значимости открытых месторождений.

Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Разведка и разработка углеводородного сырья на блоках Ипати и Акио. В 2011 г. в рамках геолого-разведочной фазы проекта открыто месторождение Инкауаси, расположенное на блоках Ипати и Акио. Характеристики проекта разработки месторождения: — срок ввода в эксплуатацию — 2016 г.; — проектная мощность первой очереди УКПГ — 2,4 млрд м³ природного газа в год.	2010 г.	—	Реализуется на условиях Операционного контракта. Группа Газпром финансирует 20 % расходов по проекту. Участник со стороны Группы — GP Exploración y Producción, S.L. Партнеры: Total EP Bolivie S.A. (оператор) — 50 %, TecPetrol — 20 %, YPFB Chako — 10 %.	Завершено обустройство первой очереди месторождения Инкауаси. В августе 2016 г. месторождение введено в эксплуатацию, в ноябре достигнут выход добычи на целевые показатели в 6,5 млн м³ газа в сутки. Ведутся работы по увеличению пропускной способности первой очереди УКПГ.
Разведка и разработка углеводородного сырья на блоке Асеро.	2013 г.	—	Реализуется на условиях Сервисного контракта по предоставлению нефтедобывающих услуг по разведке и добыче. Группа Газпром финансирует 50 % расходов по проекту на этапе ГРП. Доля Группы на этапе разработки составит 22,5 %. Участник со стороны Группы — GP Exploración y Producción, S.L. Партнеры: боливийская государственная нефтегазовая компания YPFB — 55 %, Total EP Bolivie S.A. (оператор) — 22,5 %.	Выполнена геологическая съемка, переобработка и переинтерпретация геофизических данных.

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 31.12.2016 г.)
Обустройство, добыча и доразведка на газовом месторождении Вингейт на континентальном шельфе Великобритании (лицензионные участки P1239, P1733). Месторождение введено в разработку в 2011 г. Проектная мощность — 0,5 млрд м³ газа в год.	2008 г.	—	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Доля участника проекта со стороны Группы Газпром составляет 20 %. Участник со стороны Группы — Gazprom UK Resources, S.A. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V.* (оператор) — 49,5 %, XTO UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %.	Всего пробурено шесть эксплуатационных скважин, разработка месторождения в рамках первой фазы ведется из трех эксплуатационных скважин.
Разведка на лицензионных участках P1902 (блок 44/23с) и P1903 (блоки 44/23d и 44/24с) континентального 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 %.	Закончена строительством поисковая скважина 44/23g-14 на структуре Винчелси, которая открыла одноименное месторождение. Проводится оценка геологической модели.
Разведка на лицензионном участке D12b континентального 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 %.	В 2015 г. на трансграничной структуре Силлиманит пробурена поисковая скважина. Открыто трансграничное месторождение Силлиманит. Ведется интерпретация полученных данных и их интеграция в модель месторождения.
Разведка на лицензионном участке 44/19a континентального шельфа Великобритании	2014 г.	—	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Группа Газпром финансирует 29,319 % расходов по проекту. Участник со стороны Группы — Gazprom International UK Ltd. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V.* (оператор) — 50,214 %, ONE U.K. — 11,728 %, GDF SUEZ E&P UK Ltd. — 8,739 %.	

* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2016 г. составляла 50 %.

Венесуэла

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Проект по разработке месторождения тяжелой нефти на блоке Хунин-6, расположенного в бассейне реки Ориноко.	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 доразведки и опытно-промышленной разработки. В стадии реализации находится программа доразведки, ведется проектирование полномасштабной разработки блока, продолжается реализация проекта «Ранняя добыча».

Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Поиск и разведка углеводородов на континентальном шельфе Вьетнама				
Блок № 112 (с учетом расширения)	2000 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром».	Минимальные обязательства по трем фазам ГРП на блоке № 112 выполнены в полном объеме, открыты ГКМ Бао Ванг и Бао Ден. Проводится анализ геолого-геофизических данных месторождения Бао Ванг.
Блоки № 129–132	2008 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром».	В пределах блоков № 130 и № 131 закончены строительством две поисковые скважины на «глубокой воде». По результатам поискового бурения открыто месторождение Тхан Биен. Проводится обработка и анализ результатов бурения и испытания поисковых скважин, переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D и оперативная оценка запасов месторождения Тхан Биен по результатам бурения скважины ТВ-1Х. Разрабатывается программа проведения морских сейсморазведочных работ 3D.
Добыча углеводородов на блоках 05-2 и 05-3 во вьетнамской акватории Южно-Китайского моря. Реализация углеводородов. В пределах блоков открыто два ГКМ (Мок Тинь и Хай Тхат), а также одно нефтяное месторождение (Ким Куонг Тай). Характеристики проекта совместной разработки месторождений Мок Тинь и Хай Тхат: — срок ввода в эксплуатацию — 2013 г.; — проектная мощность — 2,0 млрд м³ природного газа в год; — срок выхода на проектную мощность — 2016 г.	2012 г.	—	Реализуется на условиях СРП. Доля участия Группы Газпром в проекте — 49 %. Участник со стороны Группы — Gazprom EP International B.V. Партнер — Petrovietnam. Оператор — операционная компания Bien Dong.	На месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат завершено строительство 15 эксплуатационных скважин, предусмотренных проектом разработки, месторождения выведены на проектную мощность.

Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Разработка месторождения Бадра. Стадия работ — промышленная эксплуатация. Проектные характеристики: — срок ввода в эксплуатацию — 2014 г.; — проектная мощность — 5,7 млн т нефти в год; — срок выхода на проектную мощность — 2017 г. Проект рассчитан на 20 лет с возможной пролонгацией на 5 лет.	2010 г.	■	Реализуется на условиях Сервисного контракта. Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Badra B.V. (оператор). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 30 %. Партнеры: KOGAS — 22,5 %, Petronas — 15 %, ТРАО — 7,5 %, Иракское правительство (представлено компанией Oil Exploration Company) — 25 %.	Ведется добыча нефти. Введена в эксплуатацию третья линия по подготовке нефти. Ведется строительство инфраструктуры газовой программы.
Проект «Загрос» (Курдистан) Стадия работ — ГРП.	2012 г.			
Блок Шакал: — срок ввода в промышленную эксплуатацию — 2018 г.		■	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 80 %.	Завершена интерпретация сейсморазведочных работ 3D на северо-западном блоке, по результатам которой обновлена геологическая модель, проведена переоценка ресурсной базы.
Блок Гармиан		■	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 40 %. Партнер — WesternZagros.	Ведется добыча нефти, права оператора переданы от WesternZagros к Gazprom Neft Middle East B.V. Министерством природных ресурсов Курдистанского автономного региона.
Проект «Халабджа» (Курдистан): — срок ввода в промышленную эксплуатацию — 2019 г.	2013 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — Gazprom Neft Middle East B.V. (оператор). Доля участия Группы Газпром нефть в проекте — 80 %. Доля добычи — 80 %.	Завершена стандартная интерпретация сейсморазведочных работ 2D, обновлена концептуальная геологическая модель блока.

Казахстан и Россия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Освоение трансграничного месторождения Центральное на континентальном шельфе в Каспийском море (совместный проект Российской Федерации и Республики Казахстан). 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 «Центр-Каспнефтегаз» (создано на паритетных условиях ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром»), с казахстанской стороны — АО НК «КазМунайГаз».	В сентябре 2016 г. ООО «Нефтегазовая компания Центральная» получило лицензию на геологическое изучение и добычу углеводородов на Центральном месторождении сроком на 27 лет.

Кыргызстан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Проведение ГРП на нефтегазо-перспективных площадях Восточный Майлису — IV и Кугарт.	2006 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения об общих принципах проведения геологического изучения недр и полученных ПАО «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, продлено действие лицензий на право пользования недрами до октября 2019 г. Выполнены сейсморазведочные работы 2D и гравиразведочные работы.

Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Разведка и разработка углеводородного сырья на лицензионных участках № 19 (на континентальном шельфе в Средиземном море) 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.	Сохраняется режим форс-мажора по соответствующим СРП.

Таджикистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Проведение ГРП на нефтегазо-перспективных 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.	2006 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения об общих принципах проведения геологического изучения недр и полученных ПАО «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.	На площади Сарикамыш выполнены в полном объеме геофизические работы, предусмотренные программой ГРП. Закончено строительство сверхглубокой (6 450 м) поисково-оценочной скважины 1-л Шахринав.

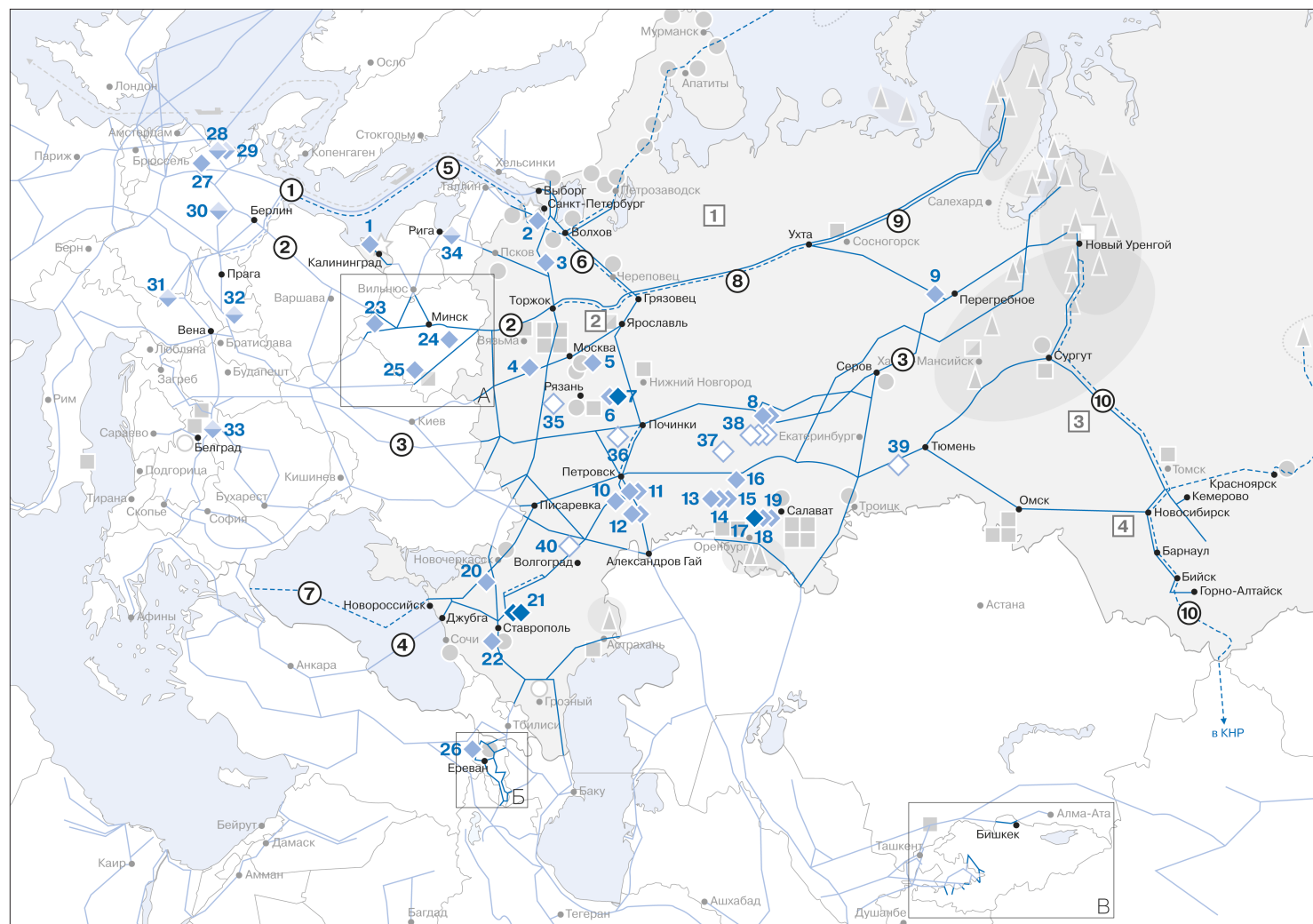
Узбекистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 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 ГКМ Джел на условиях раздела продукции.
Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты в Устюртском регионе Республики Узбекистан и доразработка остаточных запасов газа.	2004 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — 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 более 0,3 млрд м³ природного газа.

**Деятельность ассоциированных компаний и совместных предприятий
в области поиска и разведки углеводородов в зарубежных странах**

Компания	Страны ведения деятельности	Участие Группы Газпром	Краткая характеристика и результаты
Wintershall AG	Ливия	Доля в капитале компании в размере 49 % получена Группой в 2007 г. в результате реализации соглашения об обмене активами с компанией BASF.	Компания является владельцем нефтяных концессий C96 и C97 в Ливии, оператором данного проекта. В эксплуатации находится девять месторождений. В августе 2013 г. компанией объявлен режим форс-мажора, действовавший до сентября 2016 г. По состоянию на 31 декабря 2016 г. добыча осуществлялась в рамках блока C96 в объеме 35–40 тыс. барр. в сутки. Всего в 2016 г. компанией добыто 504 тыс. т нефти и 137 млн м ³ попутного газа, что соответствует уровню 2015 г.
Wintershall Noordzee B.V.	Нидерланды, Великобритания, Дания	Доля в капитале компании в размере 50 % получена Группой в сентябре 2015 г. в результате реализации соглашения об обмене активами с компанией BASF.	Компании принадлежат различные доли участия в 51 лицензии в британском, датском и нидерландском секторах Северного моря. В пределах лицензионных участков открыты многочисленные газовые и нефтяные месторождения. Основными добывающими активами являются газовые месторождения K18-Гольф, Вингейт, Q1-B, Q1-D. Всего в 2016 г. компанией добыто 1,0 млрд м ³ газа. Также ведется обустройство нефтяного месторождения Равн в датском секторе Северного моря.

Основные активы и проекты Группы Газпром в транспортировке и подземном хранении газа



Основные магистральные газопроводы

- Действующие газопроводы Группы Газпром
- Другие действующие газопроводы
- - - - - Строящиеся и перспективные газопроводы

Объекты подземного хранения газа

- ◆ Действующие объекты с активной емкостью более 5 млрд м³
- ◆ Действующие объекты с активной емкостью менее 5 млрд м³
- ◆ Действующие объекты с участием Группы Газпром в качестве соинвестора
- ◇ Строящиеся и перспективные объекты

Основные маршруты поставки газа на экспорт

- ① Газопровод «Северный поток»
- ② Газопровод Ямал — Европа
- ③ Газопровод Уренгой — Ужгород
- ④ Газопровод «Голубой поток»

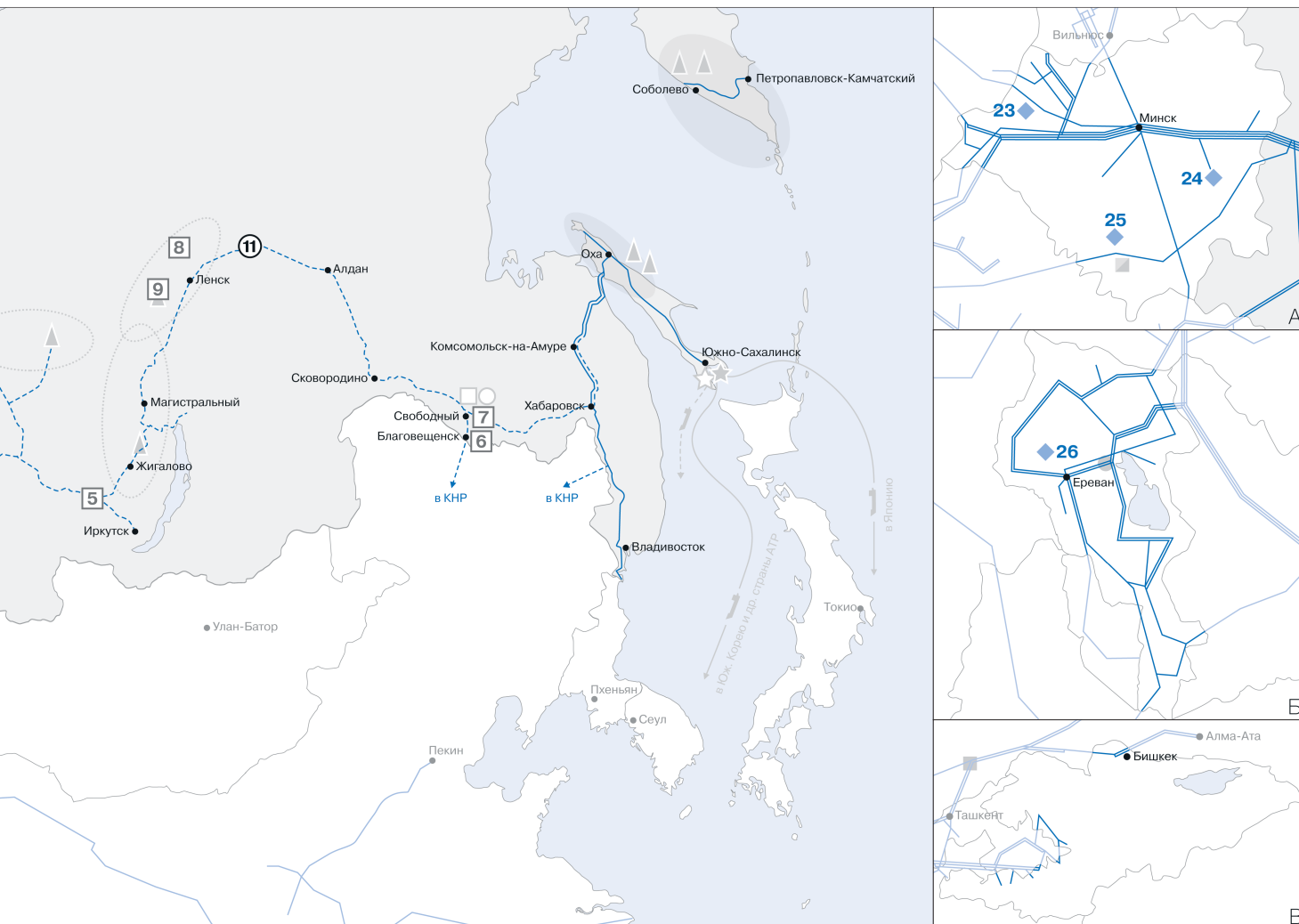
Газотранспортные проекты

- ⑤ Газопровод «Северный поток — 2»
- ⑥ Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская
- ⑦ Газопровод «Турецкий поток»
- ⑧ Газопровод «Ухта — Торжок — 2»
- ⑨ Газопровод Бованенково — Ухта (2-я нитка)
- ⑩ Газопровод «Сила Сибири — 2»
- ⑪ Газопровод «Сила Сибири»

Разведываемые площади под ПХГ

- ① Архангельская
- ② Скалинская
- ③ Тигинская
- ④ Колмаковская
- ⑤ Ангарская
- ⑥ Благовещенская
- ⑦ Белогорская
- ⑧ Тас-Юрхская (гелий)
- ⑨ Чаяндынская (гелий)

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2016 г.



Действующие ПХГ Группы Газпром

1	Калининградское
2	Гатчинское
3	Невское
4	Калужское
5	Щелковское
6	Увязовское
7	Касимовское
8	Карашурское
9	Пунгинское
10	Песчано-Уметское
11	Елшано-Курдюмское
12	Степновское
13	Дмитриевское
14	Михайловское

15	Киришинское
16	Аманакское
17	Совхозное
18	Мусинское
19	Канчуринское
20	Кущевское
21	Северо-Ставропольское
22	Краснодарское
23	Прибугское (Беларусь)
24	Осиповичское (Беларусь)
25	Мозырское (Беларусь)
26	Абовянское (Армения)
27	Реден (Германия)

Действующие ПХГ с участием Группы Газпром в качестве соинвестора

28	Йемгум (Германия)
29	Этцель (Германия)
30	Катарина (Германия)
31	Хайдах (Австрия)
32	Дамборжице (Чехия)
33	Банатский Двор (Сербия)
34	Инчукалское (Латвия)

Строящиеся и перспективные ПХГ

35	Новомосковское
36	Беднодемьяновское
37	Арбузовское
38	Удмуртский резервирующий комплекс
39	Шатровское
40	Волгоградское

Транспортировка

Развитие и капитальный ремонт ГТС на территории России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов*, км	3 213	703	1 277	933	771
Капитальный ремонт, км	2 487	1 819	1 581	1 441	823
Количество технических отказов на 1 000 км	0,09	0,05	0,03	0,05	0,03

* Начиная с 2015 отчетного года данные формируются с учетом ввода объектов, не предусмотренных инвестиционной программой соответствующего года.

Основные технические характеристики газотранспортных активов Группы в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исчислении, тыс. км	168,3	168,9	170,7	171,2	171,4
Линейные компрессорные станции, ед.	222	247	250	250	253
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 738	3 820	3 825	3 829	3 852
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	43,9	45,9	46,1	46,2	46,7

Структура магистральных газопроводов Группы Газпром на территории России по сроку эксплуатации, тыс. км

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
10 лет и менее	22,2	21,1	20,6	19,9	19,9
От 11 до 20 лет	20,4	20,0	20,7	19,1	19,1
От 21 года до 30 лет	61,7	56,5	50,6	47,3	47,2
От 31 года до 40 лет	36,8	41,7	46,6	49,2	49,1
От 41 года до 50 лет	18,8	19,7	20,6	23,3	23,0
Более 50 лет	8,4	9,9	11,6	12,4	13,1
Всего	168,3	168,9	170,7	171,2	171,4

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Поступление в газотранспортную систему (ГТС)					
Поступление в ГТС, в т. ч.:	613,7	621,0	588,7	574,2	573,8
центральноеазиатский газ	31,7	29,3	26,4	20,0	18,0
азербайджанский газ	1,6	1,4	0,2	–	–
Отбор газа из ПХГ России и Латвии	44,3	32,7	32,7	24,3	44,9
Сокращение запаса газа в ГТС	8,2	5,7	6,1	4,1	3,9
Всего	666,2	659,4	627,5	602,6	622,6

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Распределение из ГТС					
Поставка внутри России, в т. ч.:	362,3	354,6	356,5	342,3	351,7
центральноеазиатский газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Поставка за пределы России, в т. ч.:	209,3	220,2	196,2	196,8	209,4
центральноеазиатский газ	31,6	29,3	26,4	20,0	18,0
азербайджанский газ	1,6	1,4	0,2	–	–
Закачка газа в ПХГ России	44,1	38,4	35,1	27,1	24,7
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	40,9	40,6	33,2	32,3	32,3
Увеличение запаса газа в ГТС	9,6	5,6	6,5	4,1	4,5
Всего	666,2	659,4	627,5	602,6	622,6

Объем транспортировки газа по газопроводам «Северный поток», «Голубой поток», млрд м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Газопровод «Северный поток» (через КС Портовая)	11,8	23,8	35,6	39,1	43,8
Газопровод «Голубой поток» (через КС Береговая)	14,7	13,7	14,4	15,7	13,1

Основные характеристики объектов транспорта газа дочерних обществ Группы Газпром на территории зарубежных стран

	За период и по состоянию на конец года				
	2012	2013	2014	2015	2016
Беларусь					
(ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и участок магистрального газопровода Ямал — Европа на территории Беларуси)					
Протяженность, тыс. км	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Количество КС, ед.	10	10	10	10	10
Поступление газа в ГТС, млрд м³	64,5	69,1	65,2	64,2	60,3
в т. ч. транзит	44,3	48,8	45,1	45,4	41,7
Армения					
(ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность, тыс. км	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6
Количество КС, ед.	–	–	–	–	–
Поступление газа в ГТС, млрд м³	2,5	2,4	2,5	2,3	2,2
в т. ч. транзит	–	–	–	–	–
Кыргызстан					
(ОсОО «Газпром Кыргызстан»)*					
Протяженность, тыс. км	x	x	0,7	0,7	0,7
Количество КС, ед.	x	x	1	1	1
Поступление газа в ГТС, млрд м³	x	x	4,3	4,6	4,5
в т. ч. транзит	x	x	4,0	4,4	4,2

* Показатели приведены начиная с года установления контроля со стороны Группы Газпром.

Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
		Протяжен- ность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производи- тельность	
Лулинги газопровода Грязовец — Выборг с целью замыкания второй нитки на участке Грязовец — Волхов (расширение)	Увеличение поставок газа потребителям г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	213 км	–	7,0 млрд м³	Разработана проектная документация.
«Северный поток — 2»	Поставка газа потребителям в страны Западной и Центральной Европы	Около 1 200 км (будет уточнена по результатам детального проектирования)	–	55 млрд м³	Завершаются работы по базовому проектированию морского участка, начата работа по детальному (рабочему) проектированию. С компанией Allseas подписано соглашение о наме- рениях на морскую трубоукладку первой нитки газопровода с опционом на укладку второй нитки. В процессе подготовки находятся национальные отчеты о воздействии на окружающую среду, а также сводный отчет о воздействии на окружающую среду, предусмотренный Конвенцией об оценке воздей- ствия на окружающую среду в трансграничном кон- тексте — Конвенцией Эспо. Подана заявка на получение разрешения на строи- тельство в Швеции. Продолжается формирование пакета окончательной документации для получения национальных разрешений на строительство по трассе газопровода от соответствующих органов Дании, Германии, России и Финляндии.
«Турецкий поток»	Поставки природного российского газа через акваторию Черного моря в Турцию и далее до границы с сопредельными с ней государствами	942 км (морской участок), 195 км (сухопутный участок)	Необходимость строительства КС на территории Турции будет уточнена по результатам разработки турецкими партнерами проектной документации по сухопутному участку газопровода	31,5 млрд м³	Завершена разработка документации FEED до отметки 660 км по трассе, идентичной маршруту трассы проекта «Южный поток», по трассе до отметки 940 км проводятся инженерные изыскания. Ведутся переговоры с турецкой стороной о выборе точки расположения берегового терминала. Заключен контракт с компанией Allseas Group на строительство первой нитки морского участка «Турец- кого потока» с опционом на укладку второй нитки. Изготовлено и находится на временных площадках хранения в черноморских портах и у заводов- изгото- вителей необходимое количество труб, полностью покрывающее потребности для строительства одной нитки морского газопровода. На территории Российской Федерации осущест- вляется строительство сооружений берегового примыкания в России, завершена проходка одного из двух микротоннелей для пересечения береговой линии моря.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики				Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производи- тельность	Срок реализации	
Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Турецкий поток» («западный коридор»)*	Транспортировка газа по территории России для обеспечения его подачи в газопровод «Турецкий поток» и российский потребителям. До декабря 2014 г. проект реализовывался для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток».	865 км	4 КС / 574 МВт	33,5 млрд м³	2014–2016 гг.	В 2016 г. введен в эксплуатацию в полном объеме, что обеспечило готовность к подаче газа в морскую часть проекта «Турецкий поток» в объеме 31,5 млрд м³ газа в год.
Мурманск — Волхов	Транспортировка газа Штокмановского месторождения в ЕСГ России	1 365 км	До 10 КС / 1 225 МВт	До 46 млрд м³ (зависит от объемов добычи на Штокмановском месторождении)	Срок строительства и ввода газопровода в эксплуатацию будет определен после принятия инвестиционного решения по Штокмановскому месторождению.	
Бованенково — Ухта (вторая нитка)	Система газопроводов для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал	1 264 км	9 КС / 830 МВт	57,5 млрд м³	2014–2020 гг.	Введена в эксплуатацию линейная часть второй нитки и 2 КС. Дальнейшее развитие мощностей будет осуществляться поэтапно.
Ухта — Торжок (вторая нитка) (Ямал)	Поставка дополнительных объемов газа на Северо-Запад России для газоснабжения российских потребителей, а также поставок на экспорт по газопроводу «Северный поток — 2»	970 км	7 КС / 625 МВт	45 млрд м³	2014–2019 гг.	Ведутся строительные-монтажные работы.
«Сила Сибири»	Транспортировка газа с Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ для газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа и поставок газа на рынок КНР	2 962 км, в т. ч. 2 159 км — протяженность участка Чаяндинское НГКМ — граница КНР	9 КС / 1 234 МВт, в т. ч. 8 КС / 1 186 МВт — на участке Чаяндинское НГКМ — граница КНР	До 48 млрд м³	В соответствии с обязательствами по контракту на поставку российского трубопроводного газа в КНР по «восточному» маршруту	На участке Чаяндинское НГКМ — граница КНР в полном объеме разработана проектная документация для строительства линейной части магистрального газопровода и компрессорных станций, с начала строительства сварено в нитку 604 км и полным комплексом работ выполнено 445 км линейной части магистрального газопровода. Ведется строительство базы линейно-производственного управления магистрального газопровода и вахтового жилого комплекса в г. Ленске. Определены поставщики основного технологического оборудования для КС и линейной части магистрального газопровода на указанном участке.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
		Протяжен- ность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производи- тельность	
«Сила Сибири — 2»	Организация поставок газа месторождений Западной Сибири в КНР, диверсификация экспортных маршрутов	2 622 км	12 КС (в стадии уточнения)	30 млрд м³	Выполнен технико-экономический анализ. Продолжаются переговоры между ПАО «Газпром» и CNPC по согласованию коммерческих и технических условий поставок газа.
Развитие газо- транспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская	Обеспечение дополнительных поставок газа потребителям Северо-Западного региона и на экспорт	870 км	8 КС / 1 500 МВт	Около 80 млрд м³	Позапальный ввод Ведутся проектно-изыскательские работы. начиная с декабря 2019 г.
* Реализация «восточного коридора» под полное развитие проекта до производительности в 65 млрд м³ в год приостановлена.					

Подземное хранение газа

Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	25	26	26	26	26
Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³	68,16	70,41	71,10	73,56	73,62
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 621	2 689	2 685	2 686	2 681

Хранение газа на территории России

	Сезон закачки				
	2012	2013	2014	2015	2016
Закачка газа в ПХГ, млн м³					
I кв.	357,6	55,7	189,4	–	–
II кв.	23 793,6	21 407,9	14 963,8	10 158,4	8 468,8
III кв.	18 006,8	13 784,8	16 790,1	14 498,1	14 209,2
IV кв.	1 938,7	3 120,1	3 191,2	2 425,3	1 973,1
Всего за сезон	44 096,7	38 368,5	35 134,5	27 081,8	24 651,1
	Сезон отбора				
	2012–2013	2013–2014	2014–2015	2015–2016	2016–2017
Отбор газа из ПХГ, млн м³					
III кв.	143,9	63,2	41,9	92,8	114,2
IV кв.	14 418,3	9 777,0	8 262,5	5 172,1	18 834,6
I кв. следующего года	21 815,7	21 662,3	16 353,2	24 653,1	26 175,1
II кв. следующего года	1 091,9	2 714,6	2 653,2	1 234,2	2 014,5
Всего за сезон	37 469,8	34 217,1	27 310,8	31 152,2	47 138,4
Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м ³ /сут.	671,1	727,8	770,4	789,9	801,3

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
Волгоградская область	Волгоградское	В отложениях каменной соли	0,8 млрд м ³	70 млн м ³
Калининградская область	Калининградское	В отложениях каменной соли	0,8 млрд м ³	12 млн м ³
Рязанская область	Касимовское	Водоносные структуры	11,0 млрд м ³	170 млн м ³
Республика Удмуртия	Удмуртский резервирующий комплекс	Водоносные структуры	2,8 млрд м ³	45 млн м ³
Тюменская область	Пунгинское	Истощенное месторождение	3,5 млрд м ³	43 млн м ³

Характеристика зарубежных объектов ПХГ с участием Группы Газпром

Страна	ПХГ	Участие Группы, оператор ПХГ	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2016 г.						
			Суммарная активная емкость, млрд м³		Суточная производимость, используемая Группой Газпром, млн м³	КС	ГПА	Установленная мощность ГПА, МВт	Эксплуатационные скважины/каверны
			Всего	В т. ч. используемая Группой Газпром					
Австрия	Хайдах	Участие Gazprom Germania GmbH (22,2 %) и Wingas Holding GmbH (33,3 %) в качестве соинвесторов. Технический оператор — RAG. Системные операторы: astora GmbH & Co.KG (1/3) и ООО «ГХА» (2/3).	2,8	2,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 1,6)	23,4 (из них ООО «Газпром экспорт» — 16,8)	1	4	62	17
Сербия	Банатский Двор	Участие ООО «Газпром экспорт» (51 %) в качестве соинвестора. Оператор — Podzemno skladište gasa Banatsi Dvor d.o.o.	0,5	0,2 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,2)	2,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 2,5)	1	2	5	18
Германия	Йемгум	В долевой собственности у Wingas GmbH (5/6). Технический оператор — Wintershall Deutschland. Коммерческий оператор (доля Wingas GmbH) — astora GmbH & Co.KG.	0,5	0,4 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	11,0 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	4	38	5
	Катарина	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора. Оператор ПХГ — Erdgasspeicher Peissen GmbH.	0,3	0,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3)	23,2 (из них ООО «Газпром экспорт» — 23,2)	1	3	37	6
	Реден	В собственности Wingas GmbH. Оператор — astora GmbH & Co.KG.	4,7	4,7 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,5)	62,0 (из них ООО «Газпром экспорт» — 10,0)	1	7	88	16
	Этцель	Участие Gazprom Germania GmbH в качестве соинвестора (доля в кавернах — 33 %, доля в трубопроводе — 16 %). Оператор — Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft GmbH & Co.KG.	0,9	0,3 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	21,0 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	24	6
Чехия	Дамборжице	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора. Оператор — Moravia Gas Storage a.s.	0,1	0,1 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,1)	3,7 (из них ООО «Газпром экспорт» — 3,7)	1	3	10,5	14
Беларусь	Прибугское	В собственности ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».	0,5	0,5	8,0	1	5	7,1	40
	Осиповичское		0,4	0,4	6,0	1	6	4,4	42
	Мозырское		0,3	0,3	20,0	1	2	4,6	15
Латвия	Инчукалское	Участие ПАО «Газпром» (34 %) в качестве соинвестора.	2,3	1,6	15,6	1	6	33,1	93
Армения	Абовянское	В собственности ЗАО «Газпром Армения».	0,2	0,2	6,0	1	9	9,9	21

Использование ООО «Газпром экспорт» мощностей ПХГ на основании соглашений об аренде, действовавших по состоянию на 31 декабря 2016 г.

Страна	ПХГ	Основание для хранения	Суммарная активная емкость, млрд м³	Суточная производительность, млн м³
Нидерланды	Бергермеер	Соглашение о хранении с компанией TAQA Onshore B.V.	1,9	26,1

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

	Сезон закачки I–IV кв.				
	2012	2013	2014	2015	2016
Закачка газа в ПХГ за рубежом					
Страны БСС					
Армения	127,4	29,2	68,9	40,6	–
Беларусь	940,8	928,8	962,3	916,7	857,1
Латвия	1 599,5	1 536,7	1 907,10	1 550,0	1 250,0
Всего в ПХГ в странах БСС	2 667,7	2 494,7	2 938,3	2 507,3	2 107,1
Дальнее зарубежье*					
Австрия	1 407,1	1 472,0	1 303,5	709,8	683,9
Великобритания	224,3	226,5	224,0	224,4	–
Венгрия	–	–	699,9	–	–
Германия	2 149,5	1 464,2	886,1	797,2	654,1
Нидерланды	1 276,7	617,3	1 313,1	1 176,9	1 195,0
Сербия	336,2	93,5	118,4	–	–
Чехия	–	–	–	–	105,3
Всего в ПХГ в странах дальнего зарубежья	5 393,8	3 873,5	4 545,0	2 908,3	2 638,3
Всего за сезон	8 061,5	6 368,2	7 483,3	5 415,6	4 745,4

* Приведены объемы закачки газа ПАО «Газпром» по контрактам ООО «Газпром экспорт».

	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2012–2013	2013–2014	2014–2015	2015–2016	2016–2017
Отбор газа из ПХГ за рубежом*					
Страны БСС					
Армения	18,2	66,7	23,0	10,8	30,6
Беларусь	840,9	813,1	850,0	815,2	872,0
Латвия	1 410,8	1 318,4	1 541,7	1 257,1	1 081,8
Всего из ПХГ в странах БСС	2 269,9	2 198,2	2 414,7	2 083,1	1 984,4
Дальнее зарубежье**					
Австрия	1 534,1	1 171,6	835,8	820,0	1 408,3
Великобритания	224,3	226,5	224,0	224,4	–
Венгрия	–	–	699,9	–	–
Германия	2 342,2	1 123,7	753,4	978,1	932,6
Нидерланды	–	–	405,4	1 129,8	1 981,3
Сербия	145,7	67,5	0,5	12,0	0,5
Чехия	–	–	–	–	104,5
Всего из ПХГ в странах дальнего зарубежья	4 246,3	2 589,3	2 919,0	3 164,3	4 427,2
Всего за сезон	6 516,2	4 787,5	5 333,7	5 247,4	6 411,6

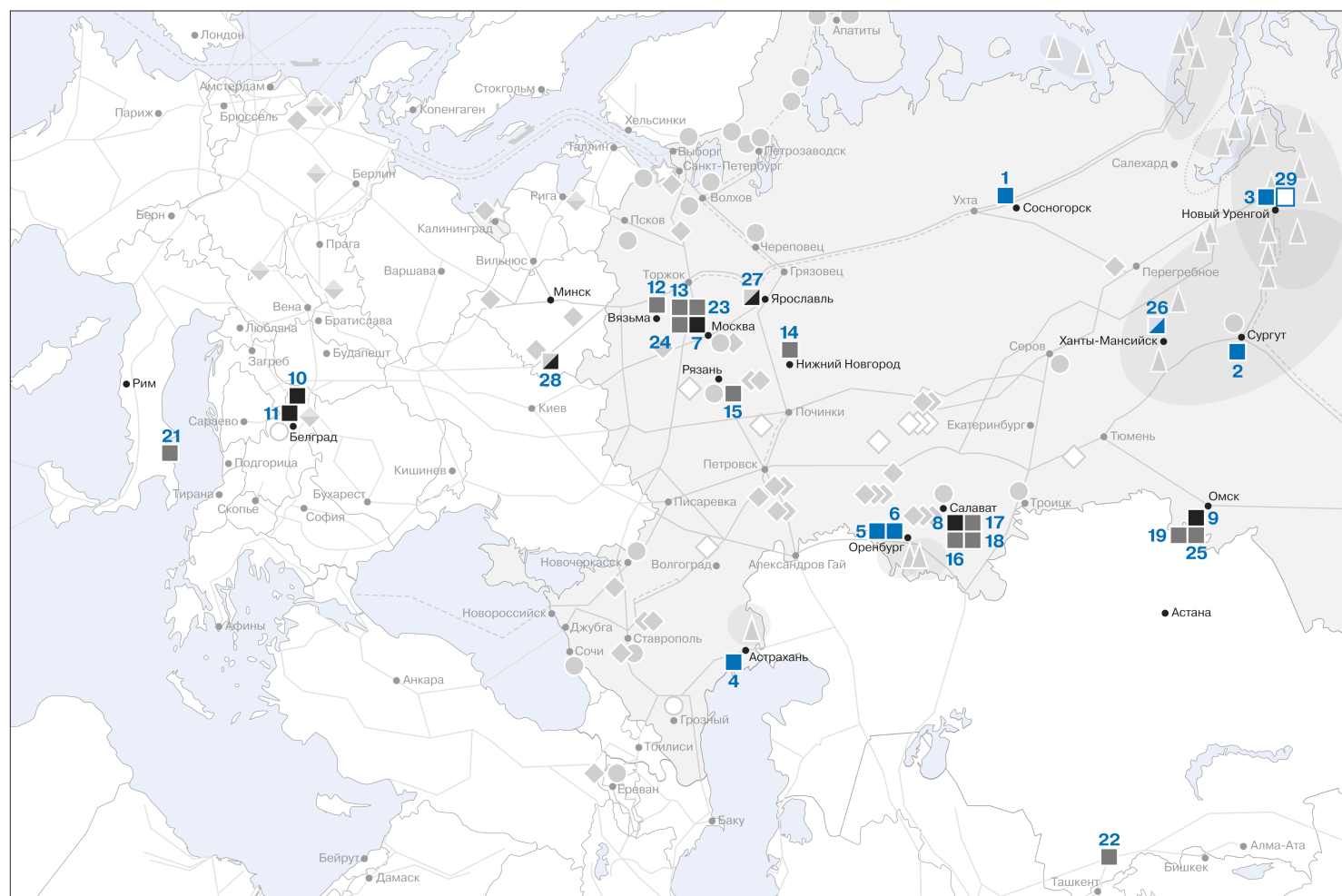
* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

** Приведены объемы отбора газа ПАО «Газпром» по контрактам ООО «Газпром экспорт».

Перспективные объекты ПХГ с участием Группы Газпром за рубежом

Страна	ПХГ	Характер строительства	Тип ПХГ	Год начала проекта	Условия участия Группы	Проектные характеристики		Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
						Суммарная емкость, млрд м³	Суточная производительность, млн м³			
Германия	Йемгум	Новое строительство	Отложения каменной соли	2009 г.	Участие Wingas GmbH (83,3 %) в качестве соинвестора	0,9	23,2	2014 г.	2020 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.
	Катарина	Новое строительство	Отложения каменной соли	2011 г.	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора	0,6	25,8	2011 г.	2025 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.
	Этцель	Новое строительство	Отложения каменной соли	2008 г.	Участие Gazprom Germania GmbH (33,3 %) в качестве соинвестора	1,1	21,6	2013 г.	2018 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство второй очереди.
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истошенное месторождение	2014 г.	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора	0,5	7,6	2016 г.	2018 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется расширение.

Основные активы и проекты Группы Газпром и совместных предприятий в переработке углеводородного сырья, газо- и нефтехимии



Действующие активы в переработке, газо- и нефтехимии

■	ГПЗ
■	НПЗ
■	Газо- и нефтехимическое производство
■	Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ
■	Доступ Группы Газпром к мощности НПЗ
□	Проекты в переработке, газо- и нефтехимии

ГПЗ

1	Сосногорский ГПЗ
2	Завод по стабилизации конденсата
3	Завод по подготовке конденсата к транспорту
4	Астраханский ГПЗ
5	Оренбургский ГПЗ
6	Оренбургский гелиевый завод

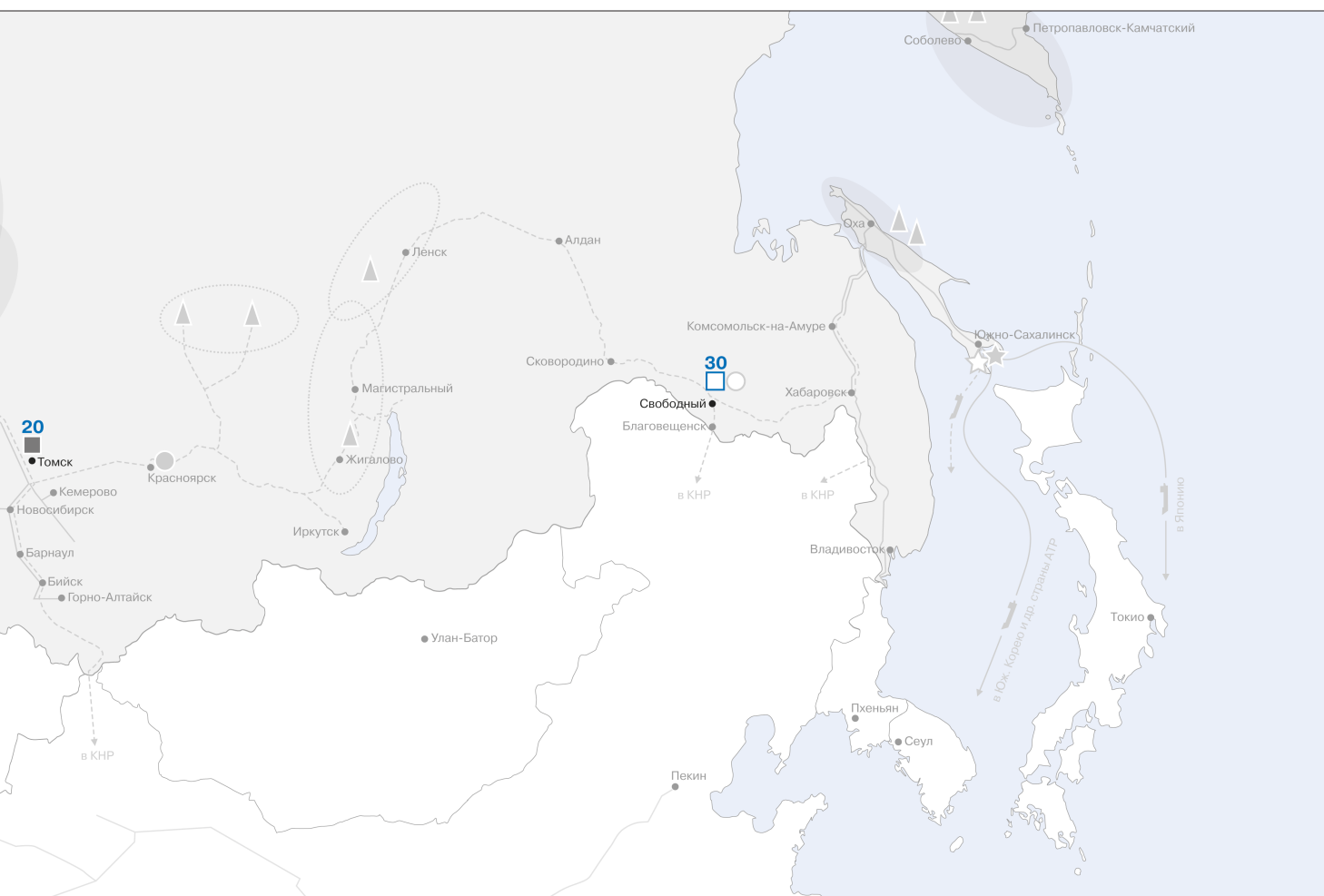
НПЗ

7	Московский НПЗ
8	НПЗ в г. Салават
9	Омский НПЗ
10	НПЗ в г. Нови-Сад (Сербия)
11	НПЗ в г. Панчево (Сербия)

Газо- и нефтехимическое производство

12	ООО «НОВА-Брит»
13	Московский завод смазочных материалов
14	ЗАО «СОВХИМТЕХ», ООО «Полиэфир», ООО «БСВ-ХИМ»
15	Рязанский опытный завод битумных материалов
16	Газохимический завод
17	Завод «Мономер» и завод по производству акриловой кислоты и бутилакрилата
18	Завод по производству минеральных удобрений
19	Омский завод смазочных материалов
20	Завод по производству метанола
21	Завод по смешению масел и смазок в г. Бари (Италия)
22	Битумный завод в г. Шымкент (Казахстан)

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2016 г.



Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ

23 НПП Нефтехимия*

24 Тоталь — ПМБ*

25 Полиом*

* Активы совместных предприятий.

26 Южно-Приобский ГПЗ
(доступ Группы Газпром
к 50 % мощности)

Доступ Группы Газпром к мощности НПЗ

27 Ярославнефтеоргсинтез
(доступ Группы Газпром
к 50 % мощности)

28 Мозырский НПЗ**

** 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.

Проекты в переработке, газо- и нефтехимии

29 Новоуренгойский газохимический комплекс

30 Амурский ГПЗ

Объемы переработки углеводородов Группой Газпром (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Переработка природного и попутного газа, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	32,23	31,11	30,00	30,64	30,06
Газпром нефтехим Салават**	0,22	0,41	0,45	0,44	0,49
Газпром нефть	–	–	–	0,10	0,44
Всего	32,45	31,52	30,45	31,18	30,99
Переработка нефти и газового конденсата, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	13,97	16,09	16,38	17,26	17,55
Газпром нефть	43,34	42,63	43,48	43,07	41,89
в т. ч. за рубежом	4,08	3,80	3,78	3,54	3,23
Газпром нефтехим Салават**	4,23	7,42	8,13	6,44	6,47
Всего	61,54	66,14	67,99	66,77	65,91

* 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				
	2012	2013	2014	2015	2016
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	4 675,3	6 035,3	6 410,8	7 448,1	8 216,4
Сухой газ, млрд м³	25,0	24,2	23,3	24,2	24,0
Сжиженные углеводородные газы (СУГ), тыс. т	3 097,3	3 276,4	3 371,1	3 463,3	3 525,4
в т. ч. за рубежом	127,2	118,0	130,4	137,9	115,0
Автомобильный бензин, тыс. т	11 706,9	12 125,2	12 067,9	12 395,2	12 270,0
в т. ч. за рубежом	827,8	669,9	762,7	646,8	516,0
Дизельное топливо, тыс. т	14 459,5	16 215,2	16 281,4	14 837,0	14 971,4
в т. ч. за рубежом	1 251,9	1 423,5	1 493,8	1 470,1	1 363,0
Авиационное топливо, тыс. т	2 813,7	2 852,0	3 161,9	3 171,0	3 213,2
в т. ч. за рубежом	73,3	73,2	108,5	107,9	122,0
Мазут топочный, тыс. т	10 123,8	9 132,0	9 318,0	8 371,4	7 787,2
в т. ч. за рубежом	1 081,7	739,4	717,8	450,6	334,0
Масла, тыс. т	380,3	396,2	374,3	404,1	421,0
Сера, тыс. т	5 327,6	4 936,9	4 747,8	4 793,8	4 905,6
в т. ч. за рубежом	2,9	12,0	15,6	17,8	22,0
Гелий, тыс. м³	4 923,9	3 570,7	3 997,5	4 969,7	5 054,1
ШФЛУ, тыс. т	998,4	1 587,6	1 534,7	1 728,6	1 807,0
Этановая фракция, тыс. т	397,1	389,0	373,8	377,4	377,9
Мономеры, тыс. т	97,8	242,6	262,2	243,4	294,0
Полимеры, тыс. т	61,3	133,2	161,8	157,9	179,1
Продукция органического синтеза, тыс. т	87,4	86,8	83,5	90,4	89,6
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	326,1	752,1	778,2	775,9	953,0

Области применения отдельных видов продукции переработки, газо- и нефтехимии, производимой Группой Газпром

Наименование продукции	Применение
Акриловая кислота, акрилаты	Производство впитывающих продуктов, водоземulsionных красок и других адгезивных покрытий
Битумы нефтяные	Дорожное строительство, гидроизоляционные материалы
Битумопроизводные материалы	Строительство и ремонт автодорог, аэродромов, искусственных сооружений, гидрозащита и коррозионная защита, промышленное и гражданское строительство
Гелий	Энергетика, металлургия, авиакосмическая промышленность, судостроение, машиностроение, медицина
Минеральные удобрения (карбамид, аммиак жидкий технический, уголекислота, 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 (ПБВ)	Дорожное строительство
Полимеры (полиэтилен, полистирол)	Производство медицинских и бытовых изделий, пленок, упаковочных и изоляционных материалов
Этановая фракция	Сырье для нефтегазохимической промышленности
Коксы	Производство электродов, анодов. Цветная и черная металлургия.
ШФЛУ	Сырье для нефтегазохимической промышленности

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	4 675,3	6 035,3	6 410,8	7 448,1	8 216,4
Сухой газ, млрд м³	25,0	24,2	23,3	24,1	23,6
СУГ, тыс. т	2 286,4	2 287,4	2 441,7	2 487,4	2 578,4
Автомобильный бензин, тыс. т	2 243,8	2 428,8	2 519,7	2 532,7	2 497,9
Дизельное топливо, тыс. т	1 554,5	1 569,0	1 585,7	1 362,1	1 435,6
Авиационное топливо, тыс. т	146,0	158,8	172,1	167,7	174,2
Мазут топочный, тыс. т	347,3	351,4	329,6	332,2	346,1
Сера, тыс. т	5 203,4	4 790,4	4 589,4	4 623,9	4 696,5
Гелий, тыс. м³	4 923,9	3 570,7	3 997,5	4 969,7	5 054,1
ШФЛУ, тыс. т	998,4	1 587,6	1 534,7	1 661,9	1 666,7
Этановая фракция, тыс. т	397,1	389,0	373,8	377,4	377,9

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Газпром нефть					
Сухой газ, млрд м ³	–	–	–	0,1	0,4
СУГ, тыс. т	810,9	989,0	929,4	975,9	947,0
Автомобильный бензин, тыс. т	8 961,6	8 923,0	8 844,8	9 081,2	9 176,0
Дизельное топливо, тыс. т	11 508,1	12 087,8	12 147,7	11 874,5	12 023,0
Авиационное топливо, тыс. т	2 667,7	2 693,2	2 989,8	3 003,3	3 039,0
Мазут топочный, тыс. т	8 775,2	7 476,9	7 391,7	7 198,6	6 720,0
Масла, тыс. т	380,3	396,2	374,3	404,1	421,0
Сера, тыс. т	107,7	117,0	124,0	136,8	180,0
ШФЛУ, тыс. т	–	–	–	28,0	131,5
Газпром нефтехим Салават**					
Автомобильный бензин, тыс. т	501,5	773,3	703,4	781,3	596,1
Дизельное топливо, тыс. т	1 396,9	2 558,4	2 548,1	1 600,5	1 512,9
Мазут топочный, тыс. т	970,2	1 303,8	1 596,7	840,6	721,1
Сера, тыс. т	16,6	29,5	34,4	33,1	29,1
Мономеры, тыс. т	97,8	242,6	262,2	243,4	294,0
Полимеры, тыс. т	61,3	133,2	161,8	157,9	179,1
Продукция органического синтеза, тыс. т	87,4	86,8	83,5	90,4	89,6
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	326,1	752,1	778,2	775,9	953,0
ШФЛУ, тыс. т	–	–	–	38,7	8,8

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.
 ** Показатели приведены начиная с 1 июня 2012 г.

Предприятия по переработке углеводородного сырья и производству газо- и нефтехимической продукции

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2016 г.
Основные дочерние общества ПАО «Газпром»						
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м ³ природного газа; 7,3 млн т конденсата	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), автомобильный бензин, дистиллят газового конденсата легких (ДГКЛ), дизельное топливо, мазут, дистиллят газового конденсата тяжелый, дистиллят газового конденсата средний, газовая сера	Реконструкция I и II очередей ГПЗ в целях увеличения глубины переработки сырья, повышения качества и экологических характеристик товарной продукции (дизельное топливо, бензин). В результате реализации проекта планируется обеспечить гарантированную переработку конденсата и ШФЛУ в объеме, соответствующем приему на переработку 12 млрд м ³ газа в год.
Оренбургский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1974 г.	37,5 млрд м ³ 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 ³ природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этановая фракция, сжиженные газы, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ), углеводородная фракция	–
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск, Республика Коми	1946 г.	3,0 млрд м ³ природного газа; 1,25 млн т нестабильного конденсата (стабилизация) *	Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, техуглерод	–
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Новый Уренгой	1985 г.	13,67 млн т нестабильного (невыветренного) конденсата (деэтаннизация и стабилизация) или 12,2 млн т выветренного конденсата	Деэтаннизованный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, дизельное топливо, ДГКЛ, топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтаннизации	–
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	12,05 млн т нефтегазоконденсатной смеси (стабилизация)	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, ДГКЛ	–
Завод по производству метанола	ООО «Сибметакхим»	Томск	1983 г.	Переработка 0,930 млрд м ³ природного газа в год; производство 2 500 т метанола в сутки	Метанол, формалин, карба-мидоформальдегидные смолы	–

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2016 г.
Газпром нефть						
Омский НПЗ	АО «Газпромнефть — ОНПЗ»	Омск	1955 г.	22,036 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, ароматические углеводороды, СУГ, кокс, нефтяные битумы, сера	— Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и гидро-десульфуризации мощностью 2 млн т вакуумного газойля в год в целях увеличения производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива. — Строительство комбинированной установки первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ) мощностью 8,4 млн т углеводородного сырья в год в целях замены трех установок первичной переработки нефти, введенных в эксплуатацию в 1960-е гг. — Строительство установок замедленного коксования мощностью 2,0 млн т гудрона в год в целях прекращения выпуска мазута и увеличения производства светлых нефтепродуктов и кокса. — Строительство установок гидроочистки депарафинизации дизельного топлива мощностью 2,5 млн т в год в целях замены двух установок гидроочистки, увеличения объема производства зимнего дизельного топлива. — Строительство установок производства водорода мощностью 12 тыс. т водорода в год в целях обеспечения новых и реконструируемых установок гидроочистки водородом и в качестве автономного источника производства водорода для исключения зависимости работы от каталитических риформингов. — Строительство очистных сооружений мощностью по очистке стоков 3 450 м³ в час в целях снижения концентрации вредных веществ в промышленных стоках, сокращения открытых площадных

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2016 г.
Московский НПЗ	АО «Газпромнефть — МНПЗ»	Москва	1938 г.	12,15 млн т нефти	Бензин автомобильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера	источников, снижения потребления свежей воды за счет возврата очищенных стоков на повторное использование. — Строительство катализаторного производства мощностью 21,0 тыс. т в год в целях увеличения объемов производства катализаторов каталитического крекинга, организации производства катализаторов гидроочистки средних дистиллятов и гидрокрекинга вакуумного газойля. — Строительство комбинированной установки переработки нефти мощностью 6,0 млн т нефти в год в целях увеличения объемов переработки, производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива. — Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и замедленного коксования мощностью 2,0 млн т вакуумного газойля и 2,4 млн т гудрона в год в целях снижения выпуска мазута, увеличения производства светлых нефтепродуктов. — Модернизация установок каталитического крекинга Г-43-107 мощностью 2,6 млн т вакуумного газойля в год в целях увеличения производительности на 350 тыс. т в год, увеличения выхода нефти. — Строительство биологических очистных сооружений мощностью по очистке стоков в 1 400 м³ в час в целях повышения качества очистки сточных вод до требований ОАО «Мосводоканал», создания высокотехнологичной и эффективной системы водоснабжения завода.

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2016 г.
НПЗ (г. Панчево)	NIS	Панчево (Сербия)	1968 г.	7,313 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабилизированный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, бензол, толуол, СУГ, битум нефтяной, полимер битум, сера и пропилен	—
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.		Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут и битумы	—
Завод по смешению масел и смазок (г. Бари)	Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	30 тыс. т масел и 6 тыс. т пластичных смазок	Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки	—
Московский завод смазочных материалов (МЗСМ)	ЗАО «Газпромнефть МЗСМ»	Фрязино	2007 г.	62 тыс. т масел	Моторные, трансмиссионные, индустриальные масла	—
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть — смазочные материалы»	Омск	2009 г.	260 тыс. т масел	Моторные и индустриальные масла	—
Рязанский опытный завод битумных материалов (РЗБМ)	ЗАО «Газпромнефть — Рязанский завод битумных материалов»	Рязань	2011 г. (установка по производству ПБВ)	60 тыс. т ПБВ	ПБВ	—
ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан»	ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан»	Южно-Казахстанская область (Республика Казахстан)	2011 г.	280 тыс. т	Дорожный и строительный битум	—
ООО «НОВА-Брит»	ООО «НОВА-Брит»	Вязьма, Смоленская область	2005 г.	56 тыс. т	Битумпроизводные продукты для дорожного и аэродромного строительства: битумные мастики и герметики, битумно-полимерные стыковочные ленты, битумные эмульсии и ПБВ, полимерно-битумные эмульсионные мастики	—

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2016 г.
ЗАО «СОВХИМТЕХ», ООО «Полиэфир», ООО «БСВ-ХИМ»	Группа компаний «Росполхим»	Нижний Новгород	2001 г.	5 тыс. т масел	Авиационные, гидравлические, закалочные, компрессорные, вакуумные, трансмиссионные, холодильные, индустриальные масла, масла для прокатных станков, смазочно-охлаждающие жидкости, пластификаторы, консервационные смазочные материалы, противообледенительная жидкость, винилин, присадки, базовые основы для смазочных материалов	—
Газпром нефтехим Салават						
НПЗ	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1955 г.	10,0 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, фракция пентан-изопентановая, бензол нефтяной, толуол нефтяной, соль-вент нефтяной, керосин-абсорбент, дизельное топливо, мазут, сырье для производства вязких нефтяных дорожных битумов, сера техническая, битумы нефтяные	— Строительство установок производства водорода с блоком короткоцикловой адсорбции (КЦА) мощностью 25 000 нормальных м³ водорода в час, предназначенной для увеличения выработки топлива высокоэкологического класса Евро-5. — Строительство установок изомеризации ПТФ мощностью 434 тыс. т сырья в год, предназначенной для выпуска изомеризата — высокооктанового компонента, который даст возможность увеличить выпуск бензинов высоких экологических классов — Евро-4 и Евро-5. — Строительство комплекса каталитического крекинга мощностью 1,095 млн т вакуумного газойля в год, предназначенного для переработки вакуумного газойля с установок ЭЛОУ АВТ-6 и АВТ-4 с получением высокооктанового компонента товарных бензинов. — Строительство установок обезвреживания сульфидно-щелочных стоков производительностью 50 т в час, которая обеспечит глубокую нейтрализацию и очистку стоков технологических производств, позволит снизить нагрузку на очистные сооружения и вернуть чистую воду 100 % качества в водохозяйственный оборот.

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятии по состоянию на 31.12.2016 г.
Завод «Мономер»	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1991 г.	165,7 тыс. т полиэтилена; 45,9 тыс. т полистирола; 200,0 тыс. т стирола; 230,0 тыс. т этилбензола; 347,0 тыс. т этилена; 144,0 тыс. т пропилена; 151,8 тыс. т бензола; 183,8 тыс. т спиртов; 21,9 тыс. т водорода; 38,4 тыс. т пластификатора ДОФ; 16,3 тыс. т фталевого ангидрида	Этилен, пропилен, бензол, фракция пентан-изопрециклопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола пиролитная, тяжелая, стирол, полистиролы, полиэтилен низкого давления, полиэтилен высокого давления, спирт нормальный бутиловый технический, спирт изобутиловый технический, 2-этилгексанол, пластификатор ДОФ	— Строительство установок по переработке пропан-пропиленовой фракции мощностью 85 т в год. — Строительство производства элементарной серы мощностью 60 тыс. т в год.
Газохимический завод	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1964 г.	604,8 тыс. т аммиака; 701,7 тыс. т карбамида	Аммиак, карбамид, аммиачная вода	—
Завод по производству минеральных удобрений (завод ММУ)	ОАО «Мелеузские минеральные удобрения»	Мелеуз	1977 г.	450,0 тыс. т аммиачной селитры	Аммиачная селитра	—
Завод по производству акриловой кислоты и бутилакрилата	ООО «Акрил Салават»	Салават	2016 г.	80 тыс. т бутилакрилата; 35 тыс. т ледяной акриловой кислоты (полимерного качества)	Бутилакрилат, ледяная акриловая кислота	—

* Без учета установок по стабилизации конденсата УСК-2 мощностью по сырью 1,25 млн т в год, находящейся по состоянию на 31 декабря 2016 г. в резерве.

Кроме того, Группа Газпром имеет доступ к мощностям:

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год основания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2016 г.	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, парафино-восковая 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 ПАО «СИБУР Холдинг»)	Москва	2003 г.	120,0 тыс. т	Полипропилен
Полиом	ООО «Полиом» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг» и ЗАО «ГК Титан»)	Омск	2013 г.	210,0 тыс. т	Полипропилен
Тоталь — ПМБ	ООО «Газпромнефть — Тоталь ПМБ» (СП с концерном Total)	Москва	2014 г.	67,0 тыс. т	ПБВ, битумная эмульсия
Южно-Приобский ГПЗ	ООО «Южно-Приобский ГПЗ» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг»)	Ханты-Мансийск	2015 г.	900,0 млн м³ ПНГ	Сухой отбензиненный газ, ШФЛУ

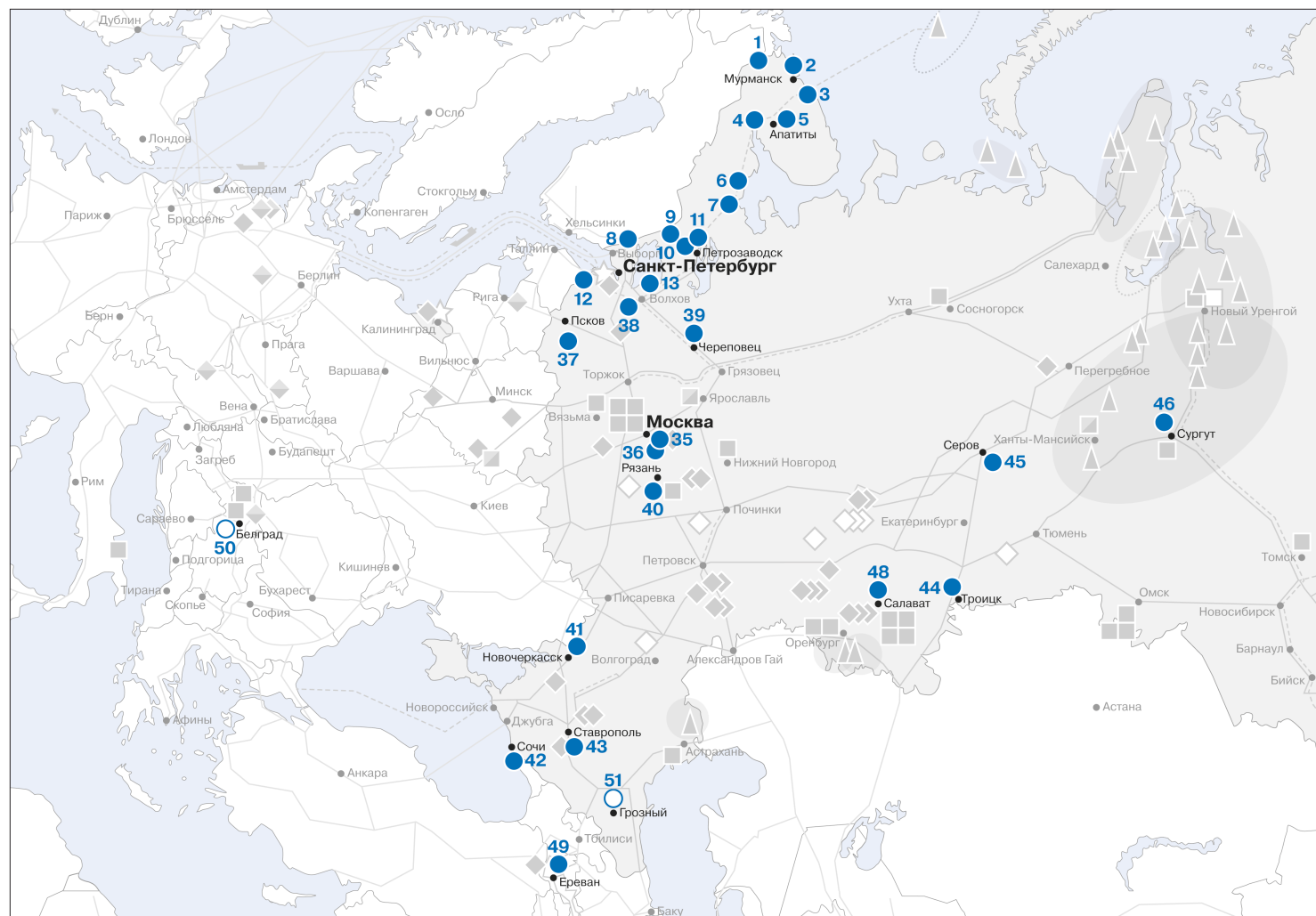
Основные проекты Группы Газпром по созданию новых предприятий по переработке углеводородного сырья, производству продукции газо- и нефтехимии

Наименование и цель проекта	Компания	Место-положение	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Новоуренгойский ГК. Цель — переработка газов деэтанализации конденсата, месторождений Надым-Пур-Тазовского региона; потенциальными рынками сбыта товарной продукции являются российские потребители, европейский и азиатский рынки.	ООО «Новоуренгойский ГК»	Новый Уренгой	1 456 тыс. т этаноудержающего газа; 400 тыс. т полиэтилена низкой плотности.	2021 г.	Ведется монтаж оборудования и трубопроводов на установках получения этилена и полиэтилена, монтаж основного технологического оборудования и строительно-монтажные работы по объектам общезаводского хозяйства. Производство строительно-монтажных работ осуществляется параллельно с модернизацией и восстановлением ранее поставленного оборудования и завершением проектирования, связанного с увеличением мощности основных производств, а также с учетом приведения проекта в соответствие с изменившимися требованиями норм и правил.
Амурский ГПЗ. Цель — комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи.	ПАО «Газпром»	Свободненский район, Амурская область	Переработка 42,0 млрд м ³ природного газа в год (с возможностью увеличения до 49,0 млрд м ³ в год). Производство: 38,0 млрд м ³ товарного газа; 2,2 млн т этана; 1,8 млн т СУГ; 60,0 млн м ³ гелия.	Ввод планируется в соответствии с обязательствами по контракту на поставку российского трубопроводного газа в КНР по «восточному» маршруту	Завершена разработка проектной документации, получены положительные заключения государственной экспертизы проектной документации по основным этапам строительства, осуществляется разработка рабочей документации. Завершены работы по оформлению земельных участков. Продолжаются строительно-монтажные работы по вспомогательным объектам и объектам транспортной инфраструктуры (подъездным дорогам, железнодорожным коммуникациям, временному причалу на р. Зей).
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	По нестабильному конденсату — 4 млн т в год; по деэтанализованному конденсату — 2,4 млн т в год; по стабильному конденсату — 1,2 млн т в год; по газам деэтанализации — 0,4 млрд м ³ в год.	2019 г.	Размещены заказы на производство оборудования длительного цикла изготовления. Ведутся строительно-монтажные работы.

Проекты Группы Газпром по транспортировке жидких углеводородов

Наименование и цель проекта	Компания	Место- положение	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуата- цию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Нефтеперерабатывающая станция Уренгойская. Цель — обеспечение транспор- тировки жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона.	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2019 г.	Ведутся строительно-монтажные работы.
Нефтеконденсатопровод Уренгой — Пурпе. Цель — обеспечение транспор- тировки жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона.	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2019 г.	Ведутся строительно-монтажные работы.

Основные активы и проекты Группы Газпром в электроэнергетике



● Действующие объекты электроэнергетики

○ Строящиеся и перспективные объекты электроэнергетики

■ Зона теплоснабжения ПАО «МОЭК»

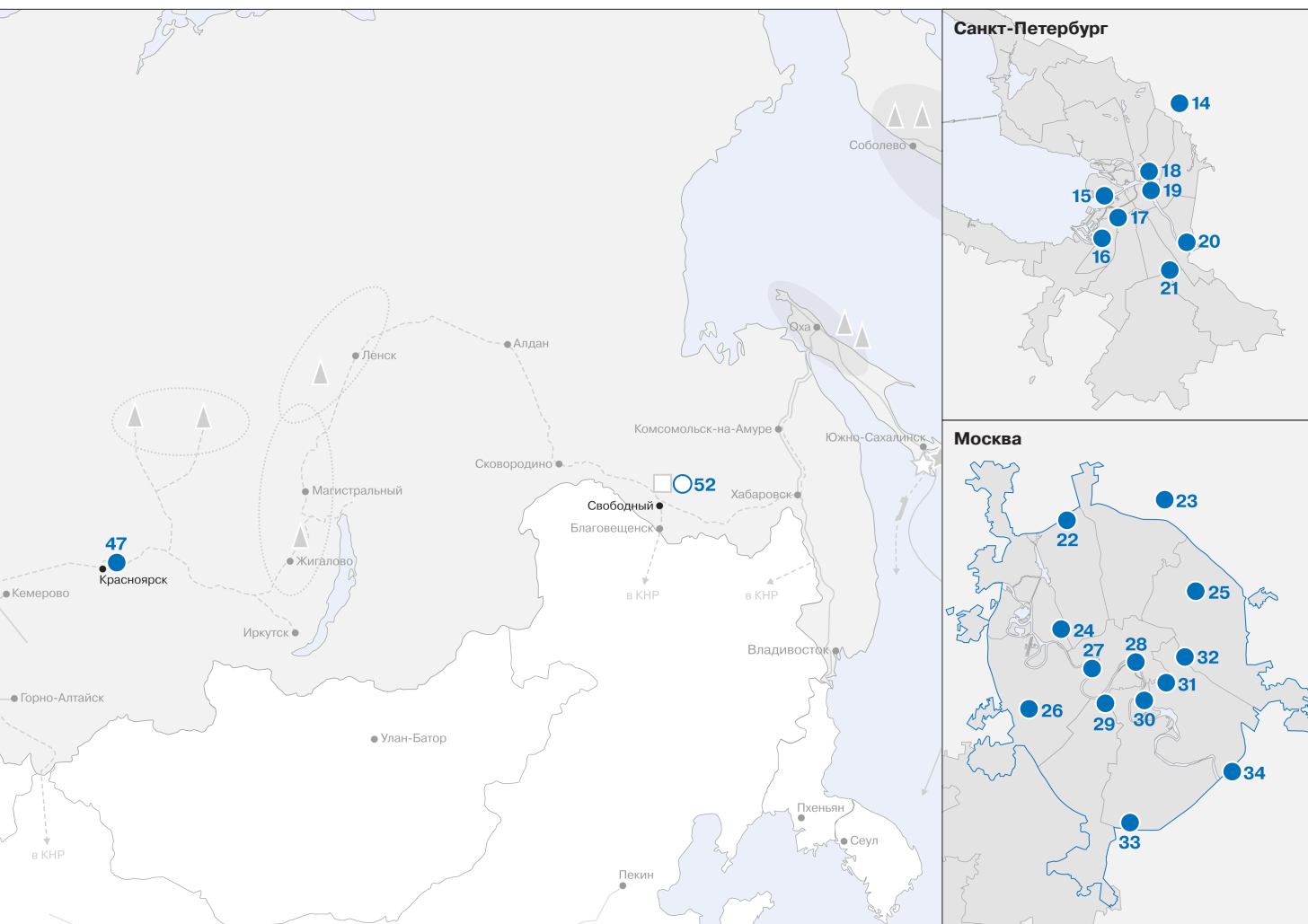
ПАО «ТГК-1» в Мурманской области, Республике Карелия, Ленинградской области

- 1 Каскад Пазских ГЭС
- 2 Мурманская ТЭЦ
- 3 Каскад Серебрянских и Туломских ГЭС
- 4 Каскад Нивских ГЭС
- 5 Апатитская ТЭЦ
- 6 Каскад Кемских ГЭС
- 7 Каскад Выгских ГЭС
- 8 Каскад Вуоксинских ГЭС
- 9 Группа малых ГЭС
- 10 Петрозаводская ТЭЦ
- 11 Каскад Сунских ГЭС
- 12 Нарвская ГЭС
- 13 Каскад Ладожских ГЭС

ПАО «ТГК-1» в Санкт-Петербурге

- 14 Северная ТЭЦ
- 15 Василеостровская ТЭЦ
- 16 Первомайская ТЭЦ
- 17 Авто́вская ТЭЦ
- 18 Выборгская ТЭЦ
- 19 Центральная ТЭЦ
- 20 Правобережная ТЭЦ
- 21 Южная ТЭЦ

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2016 г.



ПАО «Мосэнерго»

22	ТЭЦ-21
23	ТЭЦ-27
24	ТЭЦ-16
25	ТЭЦ-23
26	ТЭЦ-25
27	ТЭЦ-12
28	ГЭС-1 им. П.Г. Смидовича
29	ТЭЦ-20
30	ТЭЦ-9
31	ТЭЦ-8
32	ТЭЦ-11 им. М.Я. Уфаева
33	ТЭЦ-26
34	ТЭЦ-22
35	ГРЭС-3 им. Р.Э. Классона
36	ТЭЦ-17

ПАО «ОГК-2»

37	Псковская ГРЭС
38	Киришская ГРЭС
39	Череповецкая ГРЭС
40	Рязанская ГРЭС
41	Новочеркасская ГРЭС
42	Адлерская ТЭС
43	Ставропольская ГРЭС
44	Троицкая ГРЭС
45	Серовская ГРЭС
46	Сургутская ГРЭС-1
47	Красноярская ГРЭС-2

48 Ново-Салаватская ТЭЦ

49	Разданская ТЭС (Армения)
50	Проект ТЭС в г. Панчево (Сербия)
51	Проект Грозненской ТЭС
52	Проект Амурской ТЭС

Генерирующие мощности Группы Газпром

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Электрические мощности, МВт					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	12 299	12 262	12 737	12 915	12 963
ПАО «МОЭК»*	x	193	166	129	–
ПАО «ОГК-2»	18 448	17 995	18 422	18 024	18 955
ПАО «ТГК-1»	6 870	7 238	7 164	7 057	6 951
Всего	37 617	37 688	38 489	38 125	38 869
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават**	x	541	541	541	893
Другие	–	–	–	–	1
Всего	–	541	541	541	894
Итого на территории России	37 617	38 229	39 030	38 666	39 763
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	170	x	x	x	x
ЗАО «Газпром Армения»	467	467	467	467	467
Другие	–	–	–	–	19
Итого на территории зарубежных стран	637	467	467	467	486
Итого	38 254	38 696	39 497	39 133	40 249
Тепловые мощности, Гкал/ч					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	35 011	34 809	40 371	43 315	42 894
ПАО «МОЭК»*	x	17 529	10 546	6 006	4 261
ПАО «ОГК-2»	4 473	4 474	4 336	4 336	4 169
ПАО «ТГК-1»	14 497	14 234	14 152	14 142	14 532
Всего	53 981	71 046	69 405	67 799	65 856
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават**	x	1 619	1 619	1 619	1 412
Другие	–	–	–	–	758
Всего	–	1 619	1 619	1 619	2 170
Итого на территории России	53 981	72 665	71 024	69 418	68 026
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	894	x	x	x	x
Другие	–	–	–	–	2
Итого на территории зарубежных стран	894	–	–	–	2
Итого	54 875	72 665	71 024	69 418	68 028

* Показатели приведены с момента установления контроля.

** Показатели приведены начиная с 1 января 2013 г.

Производство тепла и электроэнергии Группой Газпром

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Производство электроэнергии, млрд кВт•ч					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	61,3	58,6	56,7	54,7	59,0
ПАО «МОЭК»*	x	0,4	0,4	0,1	–
ПАО «ОГК-2»	75,2	70,7	68,7	64,4	67,1
ПАО «ТГК-1»	30,4	29,3	26,4	25,8	27,7
Всего	166,9	159,0	152,2	145,0	153,8
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават**	x	2,4	2,4	2,4	2,9
Другие	–	–	–	–	0,0
Всего	–	2,4	2,4	2,4	2,9
Итого на территории России	166,9	161,4	154,6	147,4	156,7
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	0,3	x	x	x	x
ЗАО «Газпром Армения»	0,9	1,1	0,8	0,6	0,7
Другие	–	–	–	–	0,2
Итого на территории зарубежных стран	1,2	1,1	0,8	0,6	0,9
Итого	168,1	162,5	155,4	148,0	157,6
Производство тепла, млн Гкал					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	68,4	67,6	70,3	71,7	81,8
ПАО «МОЭК»*	x	7,7	18,4	10,7	6,1
ПАО «ОГК-2»	6,0	6,8	7,1	6,5	6,9
ПАО «ТГК-1»	26,7	25,3	24,3	23,0	24,5
Всего	101,1	107,4	120,2	112,0	119,3
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават**	x	5,1	5,0	5,1	5,4
Другие	–	–	–	–	0,9
Всего	–	5,1	5,0	5,1	6,3
Итого на территории России	101,1	112,5	125,2	117,1	125,6
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Каунасская теплофикационная электростанция» (Литва)	1,4	x	x	x	x
Другие	–	–	–	–	0,0
Всего на территории зарубежных стран	1,4	–	–	–	0,0
Итого	102,5	112,5	125,2	117,1	125,6

* Показатели приведены с момента установления контроля.

** Показатели приведены начиная с 1 января 2013 г.

Основные проекты Группы Газпром в электроэнергетике

Наименование	Компания	Назначение	Проектные характеристики			
			Количество и тип блоков	Установленная электрическая мощность	Установленная тепловая мощность	Срок ввода в эксплуатацию
Строительство Грозненской ТЭС	ПАО «ОГК-2»	Повышение надежности энергоснабжения Чеченской Республики	2 ПГУ	360 МВт	–	2018 г.
Строительство электростанции в г. Панчево (Сербия)	ПАО «Центр-энергохолдинг», NIS (Сербия)	Обеспечение электрической и тепловой энергией НПЗ в г. Панчево и нефтехимического комплекса компании HIP Petrohemija	Конфигурация уточняется	До 208 МВт	Уточняется	2019 г.
Строительство Амурской ТЭС	ООО «ГЭХ инжиниринг»	Обеспечение энерго-снабжения Амурского ГПЗ	2 ПСУ	160 МВт	Уточняется	Синхронизирован со сроком реализации проекта строительства Амурского ГПЗ

Реализация газа

Выручка от продажи газа

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн руб.					
Россия	760 885	794 349	820 567	805 615	819 924
Дальнее зарубежье	1 469 455	1 682 761	1 752 147	2 165 500	2 140 027
Страны БСС	529 516	420 320	411 722	429 660	309 644
Ретроактивные корректировки цен на газ	–102 749	74 393	949	26 482	33 175
Всего	2 657 107	2 971 823	2 985 385	3 427 257	3 302 770
млн долл. *					
Россия	24 481	24 901	21 258	13 138	12 269
Дальнее зарубежье	47 280	52 751	45 392	35 315	32 022
Страны БСС	17 037	13 176	10 666	7 007	4 633
Ретроактивные корректировки цен на газ	–3 306	2 332	25	432	496
Всего	85 492	93 160	77 341	55 892	49 420
млн евро*					
Россия	19 060	18 739	16 093	11 849	11 082
Дальнее зарубежье	36 810	39 697	34 363	31 850	28 923
Страны БСС	13 264	9 916	8 075	6 319	4 185
Ретроактивные корректировки цен на газ	–2 574	1 755	19	389	448
Всего	66 560	70 107	58 550	50 407	44 638

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

Средняя цена реализации газа

(за вычетом НДС, включая акциз и таможенные пошлины)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Россия					
руб./1 000 м ³	2 867,9	3 264,6	3 506,5	3 641,3	3 815,5
долл.*/1 000 м ³	92,3	102,3	90,8	59,4	57,1
евро*/1 000 м ³	71,8	77,0	68,8	53,6	51,6
Дальнее зарубежье					
руб./1 000 м ³	11 969,8	12 137,9	13 487,2	15 057,3	11 763,3
долл./1 000 м ³	385,1	380,5	349,4	245,6	176,0
евро*/1 000 м ³	299,8	286,3	264,5	221,5	159,0
Страны БСС					
руб./1 000 м ³	9 489,5	8 499,9	10 115,9	11 911,0	10 263,1
долл./1 000 м ³	305,3	266,5	262,1	194,2	153,6
евро*/1 000 м ³	237,7	200,5	198,4	175,2	138,7

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

Реализация газа Группой Газпром, млрд м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем продаж газа в России	265,3	243,3	234,0	221,2	214,9
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	151,0	174,3	159,4	184,4	228,3
Объем продаж газа в страны БССТ	66,1	59,4	48,1	40,3	33,2
Всего	482,4	477,0	441,5	445,9	476,4

Реализация газа Группой Газпром в зарубежные страны, млрд м³

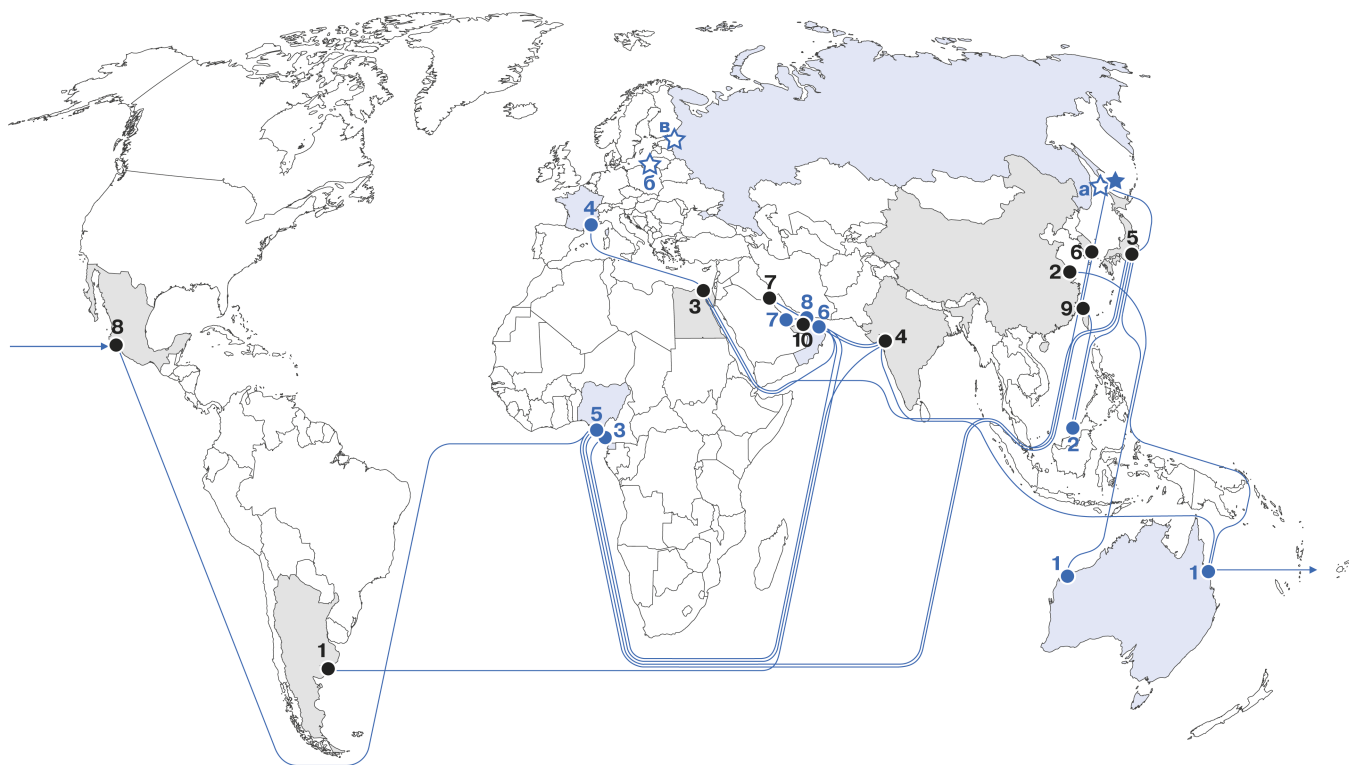
	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем продаж газа в дальнее зарубежье					
Австрия	5,4	5,2	4,2	5,0	7,5
Бельгия	–	–	–	1,5	2,5
Болгария	2,5	2,9	2,8	3,1	3,2
Босния и Герцеговина	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Великобритания	11,7	16,6	15,5	22,5	25,7
Венгрия	5,3	6,0	5,4	6,0	5,7
Германия	34,0	41,0	40,3	47,4	57,9
Греция	2,5	2,6	1,7	2,0	2,7
Дания	0,3	0,3	0,4	0,7	1,7
Ирландия	0,3	0,5	0,2	0,2	0,1
Италия	15,1	25,3	21,7	24,4	24,7
Македония	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2
Нидерланды	2,9	2,9	4,7	8,4	27,5
Польша	13,1	12,9	9,1	8,9	11,1
Румыния	2,5	1,4	0,5	0,3	1,7
Сербия	1,9	2,0	1,5	1,9	1,9
Словакия	4,3	5,5	4,4	3,8	3,7
Словения	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5
Турция	27,0	26,7	27,3	27,0	24,8
Финляндия	3,7	3,5	3,1	2,8	2,5
Франция	8,2	8,6	7,6	10,5	12,5
Хорватия	0,0	0,2	0,6	0,6	0,8
Чехия	8,3	7,9	0,8	0,9	3,1
Швейцария	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
Другие страны	0,8	1,2	6,6	5,4	5,8
Всего	151,0	174,3	159,4	184,4	228,3

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем продаж газа в страны БСБ					
Азербайджан	–	–	–	0,1	–
Армения	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Беларусь	19,7	19,8	19,6	18,4	18,3
Грузия	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1
Казахстан	3,7	4,7	5,1	4,7	4,7
Кыргызстан	–	–	0,1	0,3	0,3
Латвия	1,1	1,1	1,0	1,3	1,3
Литва	3,1	2,7	2,5	2,2	0,9
Молдова	3,1	2,4	2,8	2,9	3,0
Украина	32,9	25,8	14,5	7,8	2,4
Узбекистан	–	0,3	–	–	–
Эстония	0,6	0,7	0,4	0,5	0,4
Южная Осетия	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего	66,1	59,4	48,1	40,3	33,2

Объемы продаж СПГ Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн БТЕ					
Аргентина	–	11 857 948	41 106 666	16 178 574	19 703 171
Египет	–	–	–	3 417 600	3 415 673
Индия	14 952 061	6 061 840	–	18 670 569	22 742 199
Китай	19 674 917	–	6 633 380	6 604 157	3 374 830
Кувейт	–	–	2 953 290	3 302 940	3 290 560
Малайзия	–	–	6 513 303	–	–
Мексика	–	–	–	–	6 519 570
ОАЭ	–	–	–	–	6 532 551
Южная Корея	9 383 613	25 230 593	36 193 511	26 480 466	3 324 750
Тайвань (Китай)	6 258 140	–	–	9 882 660	26 006 510
Япония	18 386 878	28 957 880	49 164 207	78 072 387	78 549 220
Поставки на условиях FOB	–	–	17 082 562	6 998 912	3 015 033
Всего	68 655 609	72 108 261	159 646 919	169 608 265	176 474 067
В т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2»	29 575 454	29 726 254	53 075 050	86 049 604	59 443 050
Всего, млн т	1,44	1,51	3,35	3,56	3,71
Всего, млрд м³	1,92	2,02	4,47	4,75	4,94

Деятельность Группы Газпром в области производства и поставок СПГ в 2016 г.



Объекты производства и регазификации СПГ в России

- ★ Завод СПГ на о. Сахалин
- ☆а Проект третьей очереди завода СПГ на о. Сахалин
- ☆б Проект регазификационного терминала в г. Калининграде
- ☆в Проект завода СПГ в Ленинградской области («Балтийский СПГ»)

Маршруты поставок СПГ

Рынки сбыта СПГ Группы Газпром в 2016 г.

- 1 Аргентина
- 2 Китай
- 3 Египет
- 4 Индия
- 5 Япония
- 6 Южная Корея
- 7 Кувейт
- 8 Мексика
- 9 Тайвань (Китай)
- 10 ОАЭ

Зарубежные страны-источники поставок СПГ в портфель Группы Газпром в 2016 г.

- 1 Австралия
- 2 Бруней
- 3 Экваториальная Гвинея
- 4 Франция (реэкспорт)
- 5 Нигерия
- 6 Оман
- 7 Катар
- 8 ОАЭ

Проекты Группы Газпром по созданию мощностей регазификации СПГ

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Регазификационный терминал г. Калининград	Обеспечение энергобезопасности Калининградской области	2,7 млрд м³ в год	Декабрь 2017 г.	Проектная и рабочая документация разработана в полном объеме. Ведутся строительно-монтажные работы на сухопутной и морской частях проекта.

Перспективные проекты производства крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2016 г.)
Балтийский СПГ	Страны Атлантического региона, Ближнего Востока, Южной Азии. Кроме того, часть объемов СПГ с проекта может поставляться на европейский рынок для использования в качестве бункеровочного и моторного топлива, а также для целей автономной газификации.	10 млн т в год с возможностью расширения до 15 млн т в год	Срок реализации будет определен по итогам разработки проектной документации.	Завершена разработка Обоснования инвестиций в проект строительства завода СПГ в Ленинградской области (Балтийский СПГ) и принято решение о переходе проекта на инвестиционную стадию. В составе Обоснования инвестиций определено место размещения завода СПГ (порт Усть-Луга). В июне 2016 г. ПАО «Газпром» и компания Shell подписали Меморандум по проекту. В настоящее время в соответствии с Меморандумом стороны изучают возможность и перспективы реализации проекта «Балтийский СПГ».
Владивосток-СПГ	Страны АТР	10 млн т в год с возможностью расширения до 15 млн т в год	Бюджет уточнен с учетом конъюнктуры рынка СПГ.	По проекту выполнены инженерные изыскания и разработана в полном объеме проектная документация. Переход к стадии строительства в ближайшее время не планируется.
Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2»	Страны АТР	До 5,4 млн т в год	2023–2024 гг.	Sakhalin Energy Investment Company Ltd. выполнена значительная часть работы по подготовке документации FEED, ведется разработка проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов Российской Федерации.

Объемы реализации газа конечным потребителям дочерними обществами Группы Газпром в странах дальнего зарубежья, млн м³

Страна	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Австрия	–	–	–	303,5	872,2
Бельгия	–	–	–	620,7	1 530,7
Великобритания	2 437,0	2 682,7	2 734,7	3 028,0	3 825,6
Венгрия	–	–	–	104,8	197,4
Германия	–	–	–	3 665,7	13 163,4
Ирландия	551,4	350,2	158,0	187,4	59,8
Македония	–	–	88,5	93,0	139,5
Нидерланды	18,8	31,5	29,4	1 335,5	3 220,8
Румыния	–	–	–	22,8	169,7
Франция	457,7	384,3	510,1	780,9	947,9
Чехия	526,0	390,7	–	233,9	809,1
Словакия	40,0	72,6	–	–	6,5
Всего	4 030,9	3 912,0	3 520,7	10 376,2	24 942,6

Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа в России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Внутреннее потребление газа в России, млрд м ³	466,1	461,3	458,4	444,3	456,7
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома (без учета технологических нужд ГТС), млрд м ³	360,0	351,7	353,7	339,4	348,7
в т. ч. от добычи Группы Газпром	274,7	254,5	237,0	211,2	210,2

Средневзвешенные оптовые регулируемые цены на газ в России, руб./1 000 м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Все категории	2 963,0	3 393,2	3 656,5	3 759,4	3 938,2
Промышленность	3 105,0	3 564,4	3 848,9	3 958,1	4 158,1
Население	2 428,9	2 801,1	3 082,9	3 253,0	3 422,8

Примечания

1. 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».
2. Начиная с отчетного года средневзвешенные оптовые регулируемые цены на газ приводятся с учетом объемов газа ПАО «Газпром», реализуемых потребителям Дальнего Востока России. Данные за 2012–2015 гг. в целях обеспечения их сопоставимости пересчитаны в новых условиях.

Газораспределение и газификация в России

	За период и по состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км	689,5	716,1	734,0	746,3	760,1
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м ³	253,4	248,7	246,7	231,3	208,0
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ):					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	26,0	26,7	27,0	26,8	27,0
промышленные объекты, тыс. ед.	21,8	22,6	31,5	32,8	32,9
сельскохозяйственные объекты, тыс. ед.	4,7	5,2	6,5	6,9	7,2
котельные, тыс. ед.*	44,3	44,5	x	x	x
коммунально-бытовые объекты, тыс. ед.	241,9	255,1	286,9	303,6	312,3
Объем финансирования Газпромом программ газификации, млрд руб.	33,8	33,9	28,8	27,6	25,0
Уровень газификации природным газом**, в т. ч.:	64,4 %	65,3 %	65,4 %	66,2 %	67,2 %
города и поселки городского типа	70,1 %	70,9 %	70,3 %	70,4 %	70,9 %
сельская местность	53,1 %	54,0 %	54,6 %	56,1 %	57,1 %

* В связи с изменением методики учета с 2014 г. 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 объема 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)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн руб.					
Россия	40 726	32 094	51 603	77 519	81 302
Дальнее зарубежье	204 648	128 007	141 618	155 509	307 128
Страны БСС	30 186	50 115	16 013	27 580	23 528
Всего	275 560	210 216	209 234	260 608	411 958
млн долл. *					
Россия	1 310	1 006	1 337	1 264	1 217
Дальнее зарубежье	6 585	4 013	3 669	2 536	4 596
Страны БСС	971	1 571	415	450	352
Всего	8 866	6 590	5 421	4 250	6 165
млн евро*					
Россия	1 020	757	1 012	1 140	1 099
Дальнее зарубежье	5 126	3 020	2 777	2 287	4 151
Страны БСС	756	1 182	314	406	318
Всего	6 902	4 959	4 103	3 833	5 568

* 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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Россия	3,5	2,6	4,7	5,3	5,9
Дальнее зарубежье	14,8	9,2	9,8	9,8	17,1
Страны БСС	2,5	4,2	1,2	1,9	1,7
Всего	20,8	16,0	15,7	17,0	24,7

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки
(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн руб.					
Россия	742 473	821 487	953 136	981 792	980 352
Дальнее зарубежье	393 475	449 669	586 204	468 464	428 327
Страны БССТ	73 267	80 557	79 874	105 335	88 883
Всего	1 209 215	1 351 713	1 619 214	1 555 591	1 497 562
млн долл. *					
Россия	23 889	25 752	24 693	16 011	14 669
Дальнее зарубежье	12 660	14 096	15 187	7 640	6 409
Страны БССТ	2 357	2 525	2 069	1 718	1 330
Всего	38 906	42 373	41 949	25 369	22 408
млн евро*					
Россия	18 599	19 379	18 693	14 440	13 250
Дальнее зарубежье	9 857	10 608	11 496	6 890	5 789
Страны БССТ	1 835	1 900	1 566	1 549	1 201
Всего	30 291	31 887	31 755	22 879	20 240

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

Объемы реализация продуктов переработки Группой Газпром
по географическим сегментам, млн т

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Россия	36,1	38,4	41,5	41,3	41,2
Дальнее зарубежье	22,6	25,2	29,9	23,8	23,3
Страны БССТ	5,2	4,7	4,0	4,3	3,6
Всего	63,9	68,3	75,4	69,4	68,1

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

**Реализация продуктов переработки, газо- и нефтехимии
Группой Газпром по видам, млн т**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Автомобильный бензин	12,51	12,69	13,45	13,65	14,92
Дизельное топливо	15,46	18,28	17,31	15,49	15,85
Авиационное топливо	3,30	3,76	3,96	3,76	3,51
Мазут топочный	10,53	10,27	11,17	8,58	7,62
Масла	0,38	0,48	0,39	0,43	0,44
СУГ	3,49	3,66	5,44	4,85	4,49
Сера	5,71	5,00	5,54	5,19	5,46
Минеральные удобрения	0,43	0,46	0,70	0,69	0,95
Полимеры	0,14	0,13	0,17	0,16	0,14
Прочие продукты переработки, газо- и нефтехимии	11,90	13,54	17,27	16,62	14,70
Всего	63,85	68,27	75,40	69,42	68,08
Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.					

Реализация гелия Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Гелий газообразный, млн м ³	2,74	3,01	2,74	3,04	3,18
Гелий жидкий, т	391,60	94,00	139,96	314,15	299,32
Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.					

Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа

Чистая выручка от продажи электрической и тепловой энергии (за вычетом НДС)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн руб.					
Россия	326 737	362 415	409 087	403 084	461 908
Дальнее зарубежье	11 186	10 983	15 383	19 057	17 350
Страны БСС	5 586	2 191	2 481	2 524	2 458
Всего	343 509	375 589	426 951	424 665	481 716
млн долл. *					
Россия	10 513	11 361	10 598	6 573	6 912
Дальнее зарубежье	360	344	399	311	260
Страны БСС	180	69	64	41	37
Всего	11 053	11 774	11 061	6 925	7 209
млн евро*					
Россия	8 185	8 550	8 023	5 929	6 243
Дальнее зарубежье	280	259	302	280	234
Страны БСС	140	52	49	37	33
Всего	8 605	8 861	8 374	6 246	6 510

* 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)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
млн руб.	125 386	163 265	172 842	193 965	198 971
млн долл. *	4 034	5 118	4 478	3 163	2 977
млн евро*	3 141	3 851	3 390	2 853	2 689

* 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 м³

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Всего	95,8	111,4	121,1	121,5	129,0
в т. ч. российский газ	86,9	104,3	113,7	113,9	121,3

Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду в Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т	3 410,9	3 076,4	2 797,6	2 830,6	2 868,5
в т. ч.: оксид углерода	1 031,9	653,4	547,0	533,6	550,5
оксиды азота	378,3	352,9	313,1	286,3	288,5
диоксид серы	310,0	296,9	289,3	328,4	346,1
углеводороды (включая метан)	1 606,6	1 534,0	1 398,5	1 430,8	1 462,3
Сброс сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м³	4 893,0	4 389,9	4 179,1	3 853,8	3 855,5
из них нормативно чистые и нормативно очищенные на очистных сооружениях	4 691,6	4 227,9	3 991,6	3 660,6	3 691,2
Образование отходов, тыс. т	5 226,6	4 693,7	4 831,4	4 954,0	4 289,8
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	9,7	14,0	12,6	18,2	42,5

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Текущие эксплуатационные затраты	18 354,7	20 328,1	18 047,9	16 399,9	17 189,7
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	3 849,5	8 021,9	9 403,5	12 806,3	14 725,6
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	2 444,6	3 106,5	4 204,9	2 962,9	2 187,9
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	1 563,1	2 952,5	1 746,9	1 790,4	824,8
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	12 885,8	24 947,9	15 578,3	15 754,3	22 541,9
Всего	39 097,7	59 356,9	48 981,5	49 713,8	57 469,9

Энергосбережение ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Природный газ					
млн м³	1 807,0	1 922,3	2 070,7	2 255,3	2 285,0
тыс. т у. т.	2 060,0	2 191,4	2 360,6	2 571,0	2 641,1
Электроэнергия					
млн кВт·ч	255,4	293,4	254,6	260,6	256,0
тыс. т у. т.	83,0	95,4	82,8	84,7	84,5
Тепловая энергия					
тыс. Гкал	241,8	217,9	237,2	205,0	254,2
тыс. т у. т.	34,5	31,1	33,9	29,3	36,4
Всего, тыс. т у. т.	2 177,5	2 317,9	2 477,3	2 685,0	2 762,0

Примечание. Пересчет объемов экономии топливно-энергетических ресурсов в тонны условного топлива проводился с использованием следующих соотношений: 1 тыс. м³ газа = 1,155 т у. т. (2015 г. и ранее: 1 тыс. м³ газа = 1,14 т у. т.); 1 тыс. кВт·ч = 0,325 т у. т.; 1 тыс. Гкал = 0,143 т у. т.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем НИОКР в денежном выражении	7,7	6,8	10,8	9,9	6,3

Структура персонала Группы Газпром

	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Списочная численность работников Группы, тыс. человек					
ПАО «Газпром»	23,3	24,1	24,3	24,8	25,6
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	222,5	228,6	233,3	235,4	237,4
Газпром нефть	58,6	62,8	66,4	65,0	71,4
Газпром энергохолдинг	26,5	50,8	45,5	45,0	44,9
Газпром нефтехим Салават	15,6	16,2	15,7	15,5	15,4
Прочие дочерние общества	84,7	77,0	74,4	76,7	72,7
Всего	431,2	459,5	459,6	462,4	467,4
в т. ч. по категориям:					
руководители	13,0 %	13,4 %	13,7 %	13,7 %	13,9 %
специалисты и другие служащие	30,1 %	30,8 %	30,9 %	31,5 %	31,6 %
рабочие	56,9 %	55,4 %	55,4 %	54,8 %	54,5 %
в т. ч. по возрастным группам:					
до 30 лет	19,2 %	19,0 %	18,5 %	17,9 %	16,9 %
от 30 до 40 лет	27,8 %	28,3 %	29,0 %	29,7 %	30,5 %
от 40 до 50 лет	27,8 %	27,0 %	27,0 %	27,2 %	27,8 %
50 лет и старше	25,2 %	25,7 %	25,5 %	25,2 %	24,8 %

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Структура Группы Газпром (по состоянию на 31 декабря 2016 г.)

Компании	Основные виды деятельности																
	Поиск и разведка углеводородов	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Транспортировка газа	Подземное хранение газа	Газораспределение	Переработка газа	Переработка нефти	Газо- и нефтехимия	Производство электрической и тепловой энергии	Продажи газа, поставляемого по магистральным газопроводам	Продажи газа конечным потребителям	Продажи СПГ	Продажи продукции переработки углеводородного сырья	Продажи нефти и газового конденсата	Продажи электрической и тепловой энергии	Реализация продукции через АЭС, АГНКС, АТЭС, МАЭС
ПАО «Газпром»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	■	■	-	-
Крупнейшие дочерние общества Группы Газпром, осуществляющие основные виды деятельности																	
ЗАО «Газпром Армения»	-	-	-	■	■	■	-	-	-	■	■	■	-	-	-	■	■
ООО «Газпром геологоразведка»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром георесурс»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Астрахань»	■	■	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Краснодар»	■	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Кузнецк»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Надым»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Оренбург»	■	■	■	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Уренгой»	■	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром добыча Ямбург»	■	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОсОО «Газпром Кыргызстан»	-	-	-	■	-	■	-	-	-	-	■	■	-	-	-	-	■
ООО «Газпром переработка»	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром ПХГ»	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	-	-	-	■	■	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Казань»	-	-	-	■	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром трансгаз Москва»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Самара»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром трансгаз Саратов»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Томск»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Уфа»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■
ООО «Газпром экспорт»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	■	■	■	-	-
ООО «Газпром флот»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Компании	Основные виды деятельности																
	Поиск и разведка углеводородов	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Транспортировка газа	Подземное хранение газа	Газораспределение	Переработка газа	Переработка нефти	Газо- и нефтехимия	Производство электрической и тепловой энергии	Продажи газа, поставляемого по магистральным газопроводам	Продажи газа конечным потребителям	Продажи СПГ	Продажи продукции переработки углеводородного сырья	Продажи нефти и газового конденсата	Продажи электрической и тепловой энергии	Реализация продукции через АЗС, АГНКС, АГЭС, МАЭС
АО «Дальтрансгаз»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО «Камчатгазпром»	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПАО «Красноярскагазпром»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЗАО «Пургаз»	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАО «Севернефтегазпром»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gazprom EP International B.V.	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-
ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества	■	■	■	-	-	-	■	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-
ООО «Сибметакхим»	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-
ОАО «Томскгазпром»	■	■	■	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gazprom Germania GmbH и его дочерние общества	-	-	-	-	■	■	-	-	-	■	■	■	■	■	■	■	■
Gazprom Marketing and Trading Ltd.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	■	■	■	■	-
Gazprom NGV Europe GmbH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■
Gazprom Global LNG Ltd.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-
WINGAS GmbH	-	-	-	-	■	■	-	-	-	■	■	■	-	-	-	■	-
WIEH GmbH	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	■	-	-	-	-	-
ООО «Газпром межрегионгаз» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	■	-	■	■	■	■
ООО «Газпром нефтехим Салават» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	-	■	■	■	■	-	-	-	■	-	■	-
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	■	■	■	-	-	-	-	■	■	■	■	-	-	■	■	■	■
ООО «Газпром энергохолдинг» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-
ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-
ПАО «ТГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-
ПАО «ОГК-2»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-
ПАО «МОЭК»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-
Дочерние общества Группы Газпром, осуществляющие другие виды деятельности	Авиаперевозки, инвестиционная деятельность, информационно-техническое обеспечение, научная деятельность, передача электрической энергии, производство и продажа труб, проектирование, техническое обслуживание и ремонт, торговая деятельность, организация поставок материально-технических ресурсов, транспортно-экспедиторские услуги, строительно-монтажные работы, строительство																
Компании, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции																	
ОАО «Томскнефть» ВНК	■	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Южно-Приобский ГПЗ»	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Blue Stream Pipeline Company B.V.	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erdgasspeicher Peissen GmbH	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moravia Gas Storage a.s.	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Podzemno skladište gasa Banatski Dvor d.o.o.	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salym Petroleum Development N.V.	-	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Коэффициенты пересчета и условные обозначения

Коэффициенты пересчета

Мера	Соответствие
1 тыс. м ³ природного газа	6,49 барр. н. э.
1 т нефти	7,33 барр. н. э.
1 т газового конденсата	8,18 барр. н. э.
1 млн БТЕ	0,028 тыс. м ³ СПГ 0,021 т СПГ

Условные обозначения

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

Порядок расчета финансовых коэффициентов

Показатели отчета о движении денежных средств	
Коэффициент самофинансирования	Отношение чистых денежных средств от операционной деятельности к капитальным вложениям (показатели в соответствии с отчетом о движении денежных средств)
Коэффициенты рентабельности	
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	Отношение прибыли от продаж к выручке от продаж
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	Отношение приведенного показателя EBITDA к выручке от продаж
Рентабельность прибыли за год	Отношение прибыли за год к выручке от продаж
Рентабельность активов (ROA)	Отношение прибыли за год к среднему значению активов на начало и конец периода
Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE)	Отношение прибыли за год к среднему значению акционерного капитала на начало и конец периода (включая неконтролирующую долю участия)
Коэффициенты ликвидности	
Коэффициент текущей ликвидности	Отношение оборотных активов к краткосрочным обязательствам
Коэффициент быстрой ликвидности	Отношение оборотных активов за вычетом товарно-материальных запасов к краткосрочным обязательствам
Прочие коэффициенты	
Коэффициент EV / EBITDA	Отношение стоимости компании (определяется как сумма рыночной капитализации и чистого долга) на конец периода к приведенному показателю EBITDA за период
Коэффициент P / E	Отношение цены акции на конец периода к показателю прибыли в расчете на одну акцию, относящуюся к акционерам, за соответствующий период
Коэффициент P / S	Отношение рыночной капитализации на конец периода к выручке от продаж соответствующего периода

Глоссарий основных понятий и сокращений

Термины и сокращения	Описание
АГЗС	Автомобильная газозаправочная станция
АГНКС	Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция
АДР ПАО «Газпром»	Американская депозитарная расписка, выпущенная на акции ПАО «Газпром»
АЗС	Автомобильная заправочная станция
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БСС	Бывшие республики Союза Советских Социалистических Республик, кроме Российской Федерации, составляющие географический сегмент «Страны бывшего СССР (кроме Российской Федерации)» в консолидированной финансовой отчетности по МСФО
БТЕ	Британская тепловая единица
ГКМ	Газоконденсатное месторождение
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	Газо- и/или конденсатоперерабатывающий завод
ГРО	Газораспределительная организация
ГРР	Геолого-разведочные работы
Группа Газпром, Группа, Газпром	Совокупность компаний, состоящая из ПАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних обществ
ГТС	Газотранспортная система
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран БСС, составляющие географический сегмент «Европа и другие страны» в консолидированной финансовой отчетности по МСФО
ДГКЛ	Дистиллят газового конденсата легкий
ДКС	Дожимная компрессорная станция
Доллары, долл.	Доллары США
ДОФ	Диоктилфталат
Запасы углеводородов категорий $A+B_1+C_1$	Разведанные запасы по российской классификации с высокой степенью геологической изученности, которые соответствуют ранее принятым категориям $A+B+C_1$ (для запасов нефти, газа и газового конденсата предусмотрен коэффициент извлечения, рассчитанный на основе геолого-технологических факторов)
кВт•ч	Киловатт в час
КС	Компрессорная станция
ЛФБ	Лондонская фондовая биржа
м ³	Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20°C
МАЗС	Многотопливная автомобильная заправочная станция
Московская Биржа	ПАО «Московская Биржа»
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества	ПАО «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 добыча Кузнецк», 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

Термины и сокращения	Описание
	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, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром нефть шельф» (до момента его вхождения в Группу Газпром нефть в мае 2014 г.), ОАО «Камчатгазпром»
ПБВ	Полимерно-битумное вяжущее
ПГУ	Парогазовая установка
ПГФ	Пентан-гексановая фракция
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПСУ	Паросиловая установка
ПХГ	Подземное хранилище газа
Реализация Группой Газпром углеводородов и продуктов их переработки	Объемы газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки, как от собственной добычи / производства, так и закупленные у сторонних компаний, реализуемые потребителям рассматриваемого рынка сбыта без учета внутригрупповых продаж
Рубль, руб.	Российский рубль
СПГ	Сжиженный природный газ
Среднесуточная добыча	Показатель, значение которого 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
УППГ	Установка предварительной подготовки газа
Условное топливо (угольный эквивалент), у. т.	Единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных видов топлива
ФО	Федеральный округ
ХМАО — Югра	Ханты-Мансийский автономный округ — Югра
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
FEED	Проектная стадия

