

Справочник
«Газпром в цифрах 2013–2017»

№1
25 ЛЕТ



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ №1 СОГЛАСНО РЕЙТИНГУ ОТ 08 ИЮНЯ 2017 Г. «ТОП 250 ГЛОБАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ» SAP GLOBAL PLATTS («ЭС ЭНД ПИ ГЛОБАЛ ПЛАТТС»)
25 ЛЕТ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»



Справочник «Газпром в цифрах 2013–2017» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ПАО «Газпром» в 2018 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»).

Под Группой Газпром, Группой или Газпромом следует понимать совокупность компаний, состоящую из ПАО «Газпром» и его дочерних организаций. Для целей подготовки настоящего Справочника использованы перечни дочерних организаций, организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, ассоциированных организаций и совместных предприятий Группы Газпром, составленные на основе принципов формирования консолидированной финансовой отчетности ПАО «Газпром», подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). Аналогично под терминами Группа Газпром нефть и Газпром нефть подразумеваются ПАО «Газпром нефть» и его дочерние организации, 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 организаций Группы Газпром, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО. В соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность» объемы запасов, добычи и переработки углеводородного сырья отражаются с учетом доли Группы Газпром в показателях организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

Ряд показателей деятельности ПАО «Газпром», его дочерних организаций приводится на основе управленческой 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.

**Справочник
«Газпром в цифрах 2013–2017»**

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 → 22

Добыча → 25

Геологоразведка, эксплуатационное бурение
и промысловые мощности → 29

Перспективные месторождения → 31

**Разведка и добыча
на территории зарубежных стран** → 35

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 → 84

Экология, энергосбережение, НИОКР → 85

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

Газпром в энергетике России и мира

	За период и по состоянию на конец года				
	2013	2014	2015	2016	2017
Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности					
Запасы газа*	16,6 %	16,8 %	16,9 %	17,1 %	16,7 %
Добыча газа*	13,5 %	12,1 %	11,2 %	11,2 %	12,1 %
Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России					
Контролируемые российские запасы газа	72,3 %	72,3 %	71,6 %	71,7 %	71,7 %
Добыча газа**	73,1 %	69,3 %	66,0 %	65,6 %	68,3 %
Добыча нефти и газового конденсата**	10,9 %	11,0 %	11,1 %	11,5 %	11,8 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	19,4 %	18,9 %	18,5 %	18,4 %	17,7 %
Выработка электроэнергии**	15,3 %	14,6 %	14,3 %	14,6 %	14,8 %
Протяженность магистральных газопроводов и отводов на территории России (с учетом технологических перемычек), тыс. км	168,9	170,7	171,2	171,8	172,1

* 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, Системного оператора Единой энергетической системы России и ПАО «Газпром».

Финансовые показатели

Основные финансовые показатели и коэффициенты Группы Газпром

	За год и по состоянию на конец года				
	2013	2014	2015	2016	2017
Показатели отчета о прибылях и убытках					
Выручка от продаж, млн руб.	5 249 965	5 589 811	6 073 318	6 111 051	6 546 143
Операционные расходы, млн руб.	3 600 908	3 943 669	4 635 502	5 244 983	5 714 090
Прибыль от продаж, млн руб.	1 587 209	1 310 424	1 228 301	725 580	870 623
Приведенный показатель EBITDA, млн руб.	2 009 475	1 962 558	1 874 726	1 322 199	1 466 910
Прибыль за год, млн руб.	1 165 705	157 192	805 199	997 104	766 879
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», млн руб.	1 139 261	159 004	787 056	951 637	714 302
Базовая и разведенная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», руб.	49,64	6,93	34,29	42,19	32,32
Показатели бухгалтерского баланса					
Активы, млн руб.	13 436 236	15 177 470	17 052 040	16 918 938	18 238 770
Оборотные активы, млн руб.	2 862 670	3 461 155	3 993 722	3 234 346	3 469 266
Товарно-материальные запасы, млн руб.	569 724	671 916	804 364	711 199	772 314
Краткосрочные обязательства, млн руб.	1 391 465	1 855 947	2 124 701	1 921 808	2 589 516
Общий долг, млн руб.	1 801 928	2 688 824	3 442 215	2 829 623	3 266 518
Чистый долг, млн руб.	1 112 798	1 650 633	2 083 120	1 932 895	2 397 511
Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	9 319 590	9 816 558	10 589 586	11 094 531	11 629 086
Акционерный (собственный) капитал, включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	9 634 354	10 120 021	10 914 622	11 441 839	12 015 481
Капитальные вложения*, млн руб.	1 213 850	1 221 328	1 349 635	1 357 336	1 504 600
Показатели отчета о движении денежных средств					
Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб.	1 741 804	1 915 769	2 030 927	1 571 323	1 187 022
Капитальные вложения, млн руб.	1 397 195	1 262 140	1 641 024	1 369 052	1 405 780
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, млн руб.	1 466 512	1 441 305	1 664 156	1 445 965	1 368 131
Чистые денежные средства, использованные в (полученные от) финансовой деятельности, млн руб.	33 262	262 587	138 305	460 479	(149 944)
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного года, млн руб.	689 130	1 038 191	1 359 095	896 728	869 007
Коэффициент самофинансирования	125 %	152 %	124 %	115 %	84 %
Коэффициенты рентабельности**					
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	30 %	23 %	20 %	12 %	13 %
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	38 %	35 %	31 %	22 %	22 %
Рентабельность прибыли за год	22 %	3 %	13 %	16 %	12 %
Рентабельность активов (ROA)	9 %	1 %	5 %	6 %	4 %
Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE)	13 %	2 %	8 %	9 %	7 %

	За год и по состоянию на конец года				
	2013	2014	2015	2016	2017
Коэффициенты общего и чистого долга**					
Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	19 %	27 %	32 %	25 %	27 %
Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	16 %	21 %	24 %	20 %	21 %
Отношение общего долга к общим активам	13 %	18 %	20 %	17 %	18 %
Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA	0,90	1,37	1,84	2,14	2,23
Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA	0,55	0,84	1,11	1,46	1,63
Коэффициенты ликвидности**					
Коэффициент текущей ликвидности	2,06	1,86	1,88	1,68	1,34
Коэффициент быстрой ликвидности	1,65	1,50	1,50	1,31	1,04
Прочие коэффициенты**					
Коэффициент EV / EBITDA	2,2	2,4	2,8	4,2	3,7
Коэффициент P / E	2,8	18,8	4,0	3,7	4,0
Коэффициент P / S	0,6	0,6	0,5	0,6	0,5

* 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».

Макроэкономические данные

Показатель*	Единица измерения	За год и по состоянию на конец года				
		2013	2014	2015	2016	2017
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	6,5 %	11,4 %	12,9 %	5,4 %	2,5 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	3,7 %	5,9 %	10,7 %	7,4 %	8,4 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	31,90	38,60	61,32	66,83	58,31
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	32,73	56,26	72,88	60,66	57,60
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	42,39	50,99	67,99	73,99	66,02
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	44,97	68,34	79,70	63,81	68,87
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	110,28	55,98	35,74	54,94	66,54
Цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	109,10	53,40	33,11	53,27	66,19
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	108,66	98,95	52,39	43,73	64,19
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	107,71	96,94	51,42	42,10	63,45

* 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 2017 г., долл./барр.



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

Рыночные индикаторы

Показатель	Единица измерения	За год и по состоянию на конец года				
		2013	2014	2015	2016	2017
Цена за акцию на закрытие торгов на ПАО Московская Биржа						
на конец года	руб.	138,75	130,31	136,09	154,55	130,50
минимальная за год	руб.	107,17	117,87	130,90	124,60	115,35
максимальная за год	руб.	158,00	153,25	163,00	168,47	157,97
Цена за АДР на закрытие торгов на ЛФБ						
на конец года	долл.	8,55	4,65	3,69	5,05	4,41
минимальная за год	долл.	6,48	3,73	3,62	3,02	3,85
максимальная за год	долл.	9,82	9,06	6,24	5,27	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.	723	723	723	1 573	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.	22 951	22 951	22 951	22 101	22 101
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	99,9	54,8	44,2	60,3	53,6
изменение к прошлому году	%	–10,5 %	–45,1 %	–19,3 %	36,4 %	–11,1 %
Индекс ММВБ	пункты	1 504	1 397	1 761	2 233	2 110
изменение к прошлому году	%	2,0 %	–7,1 %	26,1 %	26,8 %	–5,5 %
Индекс РТС	пункты	1 443	791	757	1 152	1 154
изменение к прошлому году	%	–5,5 %	–45,2 %	–4,3 %	52,2 %	0,2 %
Среднедневной объем торгов на ПАО Московская Биржа	млн акций	43,9	52,5	32,5	29,9	28,8
Среднедневной объем торгов на ЛФБ	млн АДР	25,0	27,6	16,4	15,9	12,0
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	7,20	7,20	7,89	8,0397	8,04
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»	%	10,97 %	10,97 %	10,97 %	10,97 %	10,97 %
АО «Росгазификация»	%	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %	0,89 %
Владельцы АДР*****	%	25,78 %	28,05 %	27,83 %	26,86 %	25,20 %
Прочие зарегистрированные лица	%	23,99 %	21,72 %	21,94 %	22,91 %	24,57 %
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 2017 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

**** По состоянию на 31 декабря соответствующего года суммарная доля акций ПАО «Газпром», находящихся под прямым и косвенным контролем Российской Федерации, полученная путем прямого сложения, составляет 50,23 % и обеспечивается 100 % долей участия Российской Федерации в АО «РОСНЕФТЕГАЗ», которое также является владельцем 74,55 % акций АО «Росгазификация».

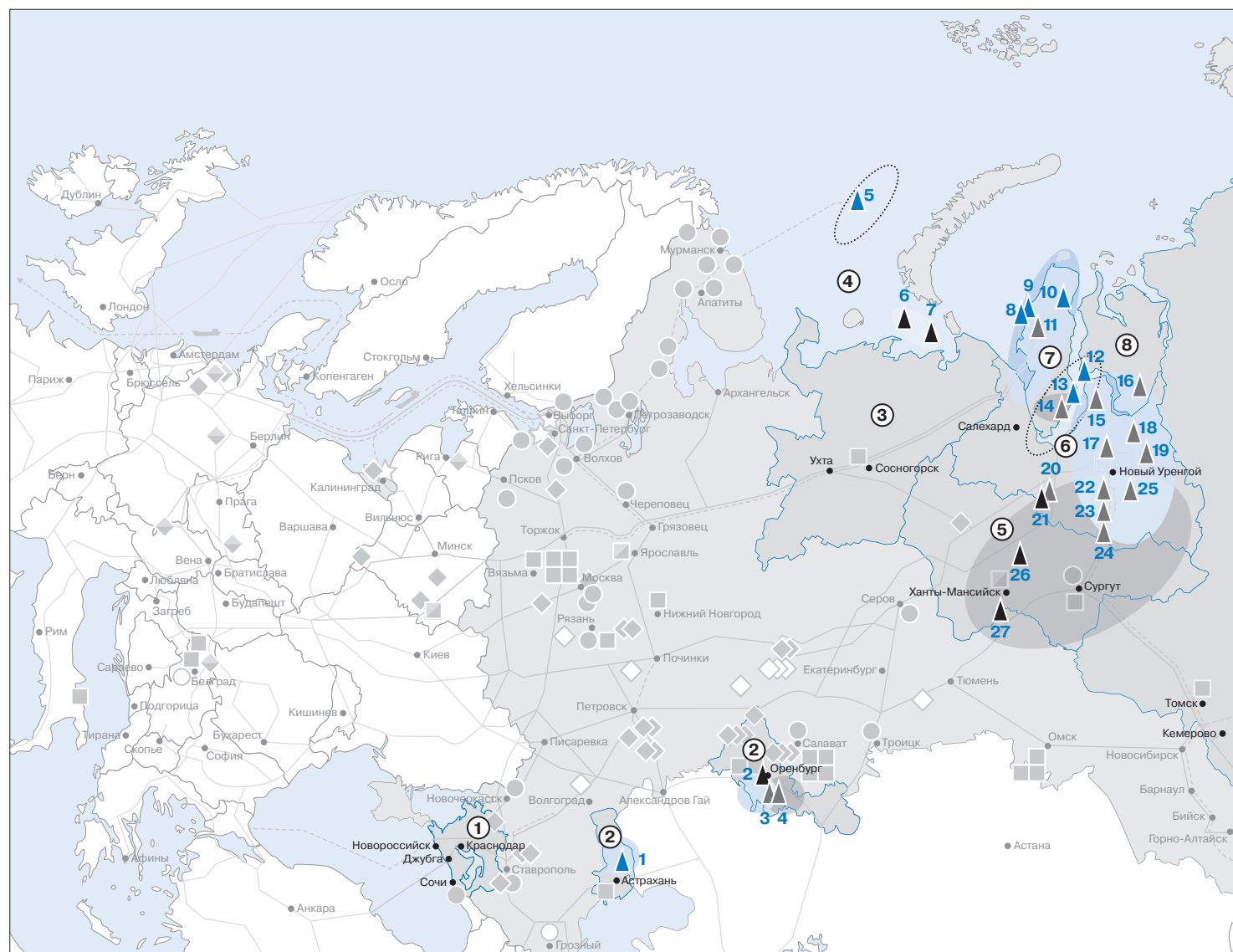
***** Банк-эмитент АДР на акции ПАО «Газпром» — The Bank of New York Mellon.

Динамика цены обыкновенных акций ПАО «Газпром» на ПАО Московская Биржа и индекса МосБиржи в 2017 г.



Разведка и добыча на территории Российской Федерации

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

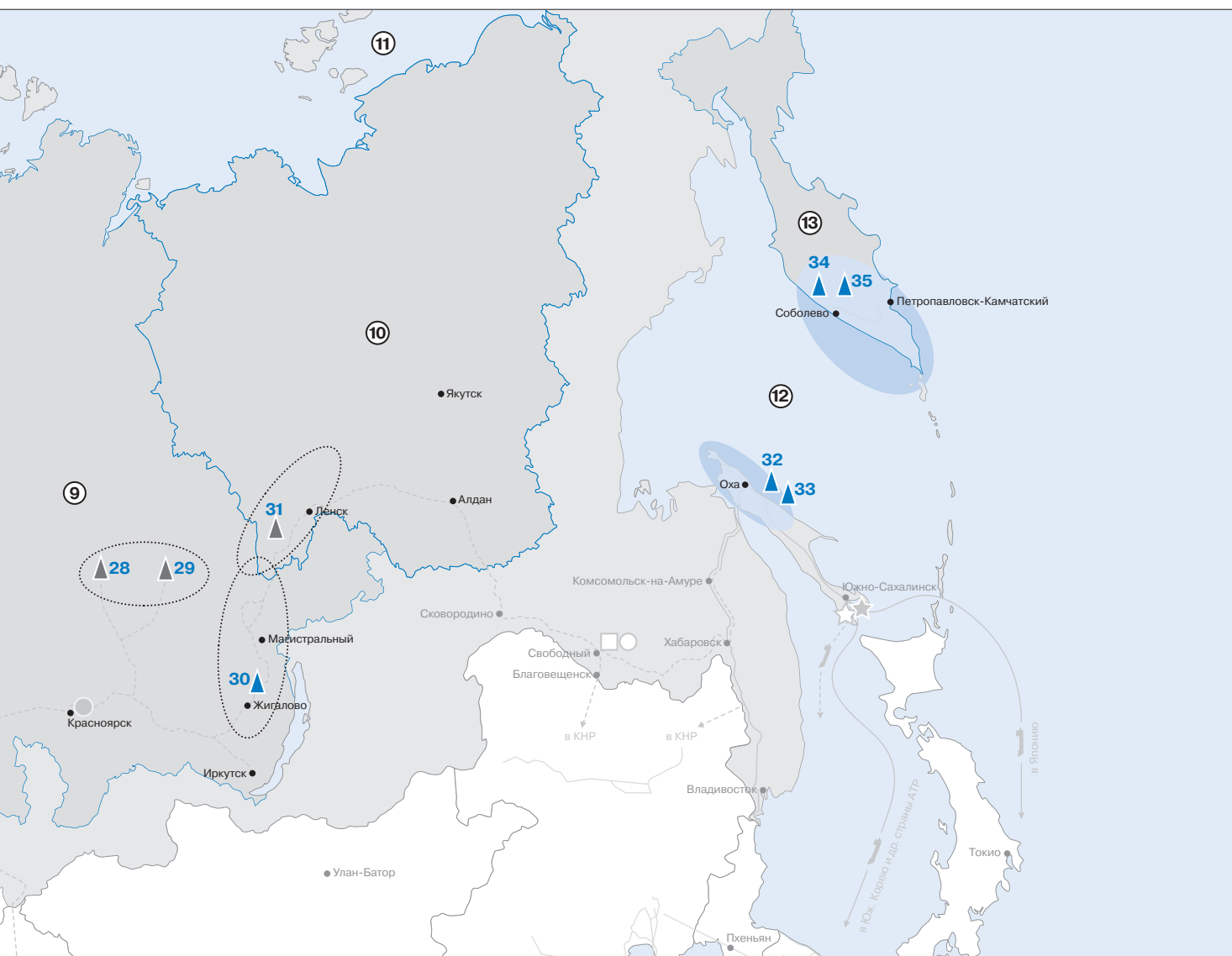


- Действующие центры газодобычи
- Перспективные центры газодобычи
- Действующие центры нефтедобычи
- Газовые и газоконденсатные месторождения
- Нефтяные месторождения
- Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения

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 | <ul style="list-style-type: none"> ⑦ Полуостров Ямал 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 2017 г.



Месторождения

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

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

27	Зимнее
28	Куумбинское*
29	Собинское
30	Ковыктинское
31	Чаяндинское
32	Кириное
33	Южно-Кириное
34	Кшукское
35	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 А (разрабатываемые, разбуренные), В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В₂ (неразбуренные, оцененные), С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные), а также ресурсов — Д₀, Д_н, Д₁ и Д₂.

В корпоративной отчетности будет осуществляться учет запасов по сумме категорий А+В₁+С₁, которые представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям А+В+С₁. 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). По состоянию на 31 декабря 2017 г. в Компании завершена оценка коэффициентов извлечения газа на месторождениях, содержащих 19 % запасов

газа Группы Газпром категорий А+В₁+С₁. 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 промышленную целесообразность извлечения запасов. Во внимание принимаются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, добычу, транспортировку, налоги, текущие цены на углеводороды и прочие факторы, которые влияют на экономическую жизнеспособность данного месторождения.

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

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

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

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

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

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

лицензии, если после окончания первоначального срока ее действия сохраняются извлекаемые запасы, в том случае, если владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

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

**Запасы углеводородов Группы Газпром
на территории Российской Федерации**(с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые
классифицированы как совместные операции)

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ, млрд м³					
Разведанные запасы по российской классификации	35 696,6	36 101,4	36 147,3	36 443,9	35 355,4
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	93 %	94 %	94 %	95 %	94 %
Доказанные	18 939,3	18 894,7	18 791,2	18 596,5	18 253,4
Вероятные	4 325,2	4 616,0	4 913,8	5 258,6	5 893,2
Доказанные и вероятные	23 264,5	23 510,7	23 705,0	23 855,1	24 146,6
Газовый конденсат, млн т					
Разведанные запасы по российской классификации	1 384,4	1 447,0	1 499,5	1 534,9	1 595,6
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	92 %	92 %	94 %	93 %
Доказанные	638,8	642,3	699,5	759,2	797,7
Вероятные	193,6	206,3	233,8	259,7	308,0
Доказанные и вероятные	832,4	848,6	933,3	1 018,9	1 105,7
Нефть, млн т					
Разведанные запасы по российской классификации	2 019,0	2 053,1	2 082,0	2 078,5	2 045,3
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	89 %	91 %	92 %	93 %	94 %
Доказанные	834,8	830,5	792,7	789,5	736,8
Вероятные	572,4	543,9	562,7	589,2	623,2
Доказанные и вероятные	1 407,2	1 374,4	1 355,4	1 378,7	1 360,0

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	231 670,9	234 298,1	234 596,0	236 520,9	229 456,5
Доказанные	122 916,1	122 626,6	121 954,9	120 691,3	118 464,5
Вероятные	28 070,5	29 957,8	31 890,6	34 128,3	38 246,9
Доказанные и вероятные	150 986,6	152 584,4	153 845,5	154 819,6	156 711,4
Газовый конденсат, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	11 324,4	11 836,5	12 265,9	12 555,5	13 052,0
Доказанные	5 225,4	5 254,0	5 721,9	6 210,3	6 525,2
Вероятные	1 583,6	1 687,5	1 912,5	2 124,3	2 519,4
Доказанные и вероятные	6 809,0	6 941,5	7 634,4	8 334,6	9 044,6
Нефть, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	14 799,3	15 049,2	15 261,1	15 235,4	14 992,1
Доказанные	6 119,1	6 087,6	5 810,5	5 787,0	5 400,7
Вероятные	4 195,7	3 986,8	4 124,6	4 318,8	4 568,1
Доказанные и вероятные	10 314,8	10 074,4	9 935,1	10 105,9	9 968,8

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Всего, млн барр. н. э.					
Разведанные запасы по российской классификации	257 794,6	261 183,8	262 123,0	264 311,8	257 500,6
Доказанные	134 260,6	133 968,2	133 487,3	132 688,6	130 390,4
Вероятные	33 849,8	35 632,1	37 927,7	40 571,5	45 334,4
Доказанные и вероятные	168 110,4	169 600,3	171 415,0	173 260,1	175 724,8

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.

**Движение разведанных запасов углеводородов Группы Газпром
по российской классификации на территории Российской Федерации**
(с учетом доли в запасах организаций, 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
Прирост запасов за счет геологоразведки	852,9	95,6	3,3
Передача запасов, разведанных в 2017 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-46,4	-	1,2
Получение лицензий, в т. ч.:	12,8	1,9	-
по факту открытия***	-	-	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-0,1	-	-
Приобретение активов	-	-	-
Выбытие активов	-	-	-9,4
Переоценка	-1 437,8	-24,8	19,8
Добыча (включая потери)	-469,9****	-12,0	-48,1
Запасы на 31.12.2017 г.	35 355,4	1 595,6	2 045,3

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

Месторождения и залежи углеводородов, открытые Группой Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Группа Газпром					
Месторождения	2	1	2	2	4
Залежи на ранее открытых месторождениях	27	37	22	15	47
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Месторождения	–	–	–	–	1
Залежи на ранее открытых месторождениях	1	2	6	3	5

Наименования месторождений углеводородов, открытых Группой Газпром на территории Российской Федерации

(без учета месторождений, открытых организациями, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

Год открытия	Наименования открытых месторождений	Типы открытых месторождений*	Местоположение
2013	им. П. Мангазеева	Н	Томская область
	Восточно-Мыгинское	Н	Томская область
2014	Восточно-Имбинское	Г	Красноярский край
2015	Падинское	ГК	ЯНАО
	Нарыкско-Осташкинское	Метаноугольное	Кемеровская область
2016	Западно-Чатылькинское	Н	ЯНАО
	Новосамарское	Н	Оренбургская область
2017	Южно-Лунское	ГК	Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море
	Салаирское	ГК	Красноярский край
	им. А. Жагина	Н	ХМАО — Югра
	Новозаринское	Н	Оренбургская область

* Тип в соответствии с действующей в России Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов: НГК — нефтегазоконденсатное, НГ — нефтегазовое, ГК — газоконденсатное, Г — газовое, Н — нефтяное.

Коэффициент выполнения разведанных запасов углеводородов Группы Газпром по российской классификации

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ	1,33	1,86	1,27	1,10	1,82
Газовый конденсат	0,52	10,88	6,12	3,25	7,97
Нефть	1,14	0,57	0,47	0,41	0,07
Всего	1,29	1,95	1,32	1,08	1,81

Обеспеченность разведанными запасами углеводородов Группы Газпром по российской классификации, лет

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ	73	82	87	87	75
Нефть	48	47	47	44	43

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

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	18 036,7	18 023,7	17 942,5	17 780,9	17 429,6
Вероятные	4 072,4	4 303,7	4 587,6	4 930,2	5 536,8
Доказанные и вероятные	22 109,1	22 327,4	22 530,1	22 711,1	22 966,4
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные	216,7	223,5	239,5	243,0	288,2
Вероятные	111,3	168,3	182,1	183,0	210,5
Доказанные и вероятные	328,0	391,8	421,6	426,0	498,7
ЗАО «Пургаз»					
Доказанные	158,3	145,0	132,3	120,6	109,7
Вероятные	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Доказанные и вероятные	171,2	157,9	145,2	133,5	122,6
ОАО «Севернефтегазпром»					
Доказанные	510,0	484,9	459,8	434,6	409,9
Вероятные	125,7	125,7	125,7	125,7	125,5
Доказанные и вероятные	635,7	610,6	585,5	560,3	535,4
Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	18 921,7	18 877,1	18 774,1	18 579,1	18 237,4
Вероятные	4 322,3	4 610,6	4 908,3	5 251,8	5 885,7
Доказанные и вероятные	23 244,0	23 487,7	23 682,4	23 830,9	24 123,1
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром					
Доказанные	17,6	17,6	17,1	17,4	16,0
Вероятные	2,9	5,4	5,5	6,8	7,5
Доказанные и вероятные	20,5	23,0	22,6	24,2	23,5
Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	18 939,3	18 894,7	18 791,2	18 596,5	18 253,4
Вероятные	4 325,2	4 616,0	4 913,8	5 258,6	5 893,2
Доказанные и вероятные	23 264,5	23 510,7	23 705,0	23 855,1	24 146,6

* 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 организаций, инвестиции в которые
классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	634,4	637,3	691,9	751,7	788,9
Вероятные	190,3	202,8	230,2	257,0	303,5
Доказанные и вероятные	824,7	840,1	922,1	1 008,7	1 092,4
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные	4,4	5,0	7,6	7,5	8,8
Вероятные	3,3	3,5	3,6	2,7	4,5
Доказанные и вероятные	7,7	8,5	11,2	10,2	13,3
Всего					
Доказанные	638,8	642,3	699,5	759,2	797,7
Вероятные	193,6	206,3	233,8	259,7	308,0
Доказанные и вероятные	832,4	848,6	933,3	1 018,9	1 105,7

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

**Запасы нефти Группы Газпром по стандартам PRMS
на территории Российской Федерации, млн т**(с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые
классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Доказанные	55,5	55,6	44,7	44,6	16,5
Вероятные	121,0	45,9	35,0	35,0	46,5
Доказанные и вероятные	176,5	101,5	79,7	79,6	63,0
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества					
Доказанные	683,9	675,9	655,6	652,8	630,8
Вероятные	393,8	432,8	458,7	486,1	507,4
Доказанные и вероятные	1 077,7	1 108,7	1 114,3	1 138,9	1 138,2
Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	739,4	731,5	700,3	697,4	647,3
Вероятные	514,8	478,7	493,7	521,1	553,9
Доказанные и вероятные	1 254,2	1 210,2	1 194,0	1 218,5	1 201,2
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, принадлежащей на Группу Газпром					
Доказанные	95,4	99,1	92,4	92,1	89,5
Вероятные	57,6	65,1	69,0	68,1	69,3
Доказанные и вероятные	153,0	164,2	161,4	160,2	158,8

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции					
Доказанные	834,8	830,5	792,7	789,5	736,8
Вероятные	572,4	543,9	562,7	589,2	623,2
Доказанные и вероятные	1 407,2	1 374,4	1 355,4	1 378,7	1 360,0

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение разведанных запасов углеводородов по российской классификации Группы Газпром на территории Российской Федерации (с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ, млрд м³					
Уральский ФО	22 456,6	22 032,2	21 613,5	21 309,0	20 302,6
Северо-Западный ФО	86,9	85,8	85,1	307,3	319,3
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 498,9	2 997,4	2 985,3	2 973,1	2 961,1
Приволжский ФО	696,2	684,1	663,5	648,9	640,7
Сибирский ФО	1 755,1	1 936,7	1 971,6	2 103,3	2 102,1
Дальневосточный ФО	1 197,2	1 197,2	1 402,1	1 488,3	1 420,1
Континентальный шельф Российской Федерации	7 005,7	7 168,0	7 426,2	7 614,0	7 609,5
Всего	35 696,6	36 101,4	36 147,3	36 443,9	35 355,4
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	712,4	675,7	695,2	690,6	750,0
Северо-Западный ФО	20,6	20,5	20,5	31,3	33,1
Южный и Северо-Кавказский ФО	371,5	447,5	444,7	441,9	439,0
Приволжский ФО	56,9	56,5	56,0	55,7	55,6
Сибирский ФО	91,4	92,6	92,3	97,0	96,9
Дальневосточный ФО	27,3	27,3	29,6	30,5	29,4
Континентальный шельф Российской Федерации	104,3	126,9	161,2	187,9	191,6
Всего	1 384,4	1 447,0	1 499,5	1 534,9	1 595,6
Нефть, млн т					
Уральский ФО	1 550,9	1 560,1	1 541,6	1 531,3	1 494,3
Северо-Западный ФО	4,8	4,8	5,6	19,8	20,3
Южный и Северо-Кавказский ФО	8,0	7,9	8,0	7,9	7,8
Приволжский ФО	159,0	159,9	200,2	202,5	228,1
Сибирский ФО	191,4	198,9	205,0	201,3	199,6
Дальневосточный ФО	57,5	57,6	58,4	54,6	36,8
Континентальный шельф Российской Федерации	47,4	63,9	63,2	61,1	58,4
Всего	2 019,0	2 053,1	2 082,0	2 078,5	2 045,3

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 организаций и совместных предприятий на территории
Российской Федерации в доле, приходящейся на Группу Газпром**

Метрические единицы

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ, млрд м ³	851,5	971,7	1 035,5	999,1	1 003,8
Газовый конденсат, млн т	80,1	97,0	112,1	104,5	100,8
Нефть, млн т	542,0	575,4	566,9	571,5	578,3

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ, млн барр. н. э.	5 526,2	6 306,3	6 720,4	6 484,2	6 514,7
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	655,2	793,5	917,0	854,8	824,5
Нефть, млн барр. н. э.	3 972,9	4 217,7	4 155,4	4 189,1	4 238,9
Всего, млн барр. н. э.	10 154,4	11 317,5	11 792,8	11 528,1	11 578,1

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.

Лицензии

Площадь лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2017 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)	24,3	–	2,8	2,6	45,7	–	319,3
С целью разведки и добычи (НЭ)	68,3	1,5	5,4	2,9	21,4	12,6	12,3
С целью геологического изучения недр (НП)	17,5	0,1	0,3	2,5	7,1	0,9	–
Всего	110,1	1,6	8,5	8,0	74,2	13,5	331,6
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	–	–	–	–	18,9	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	4,1	–	–	–	–	–	–
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 2017 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
Заполярье	2001			НГК	НЭ	2114
Северо-Парусовое	–			НГК	НЭ	2027
Медвежье	1972	ООО «Газпром добыча Надым»	100 %	НГК	НЭ	2086
Ямсовейское	1997			НГК	НЭ	2039
Юбилейное	1992			НГК	НЭ	2063
Харасавэйское	–			ГК	НЭ	2033
Бованенковское	2012			НГК	НЭ	2042

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*, %	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
Новопортовское	2012*****	ООО «Газпромнефть-Ямал»	100 %	НГК	НЭ	2150
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	2040
Южно-Русское	2007	ОАО «Севернефтегазпром»	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
Тазовское	—	ООО «Газпромнефть-Ямал»	100 %	НГК	НР	2025
Сугмутское	1995	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	100 %	Н	НЭ	2089
Суторминское	1982			НГК	НЭ	2110
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 «Заполярнефть»	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 Среднетюнговского месторождения	—			ГК	НЭ	2031
Верхневилучанское	—			НГК	НЭ	2031
Чиканское	—	ООО «Газпром добыча Краснодар»	100 %	ГК	НЭ	2028
Собинское	—			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
Южно-Лунское	—			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»	100 %	Г	НЭ	2057
Северо-Каменномысское	—			ГК	НЭ	2076
Семаковское	—			Г	НЭ	2028
Приразломное	2013	ООО «Газпром нефть шельф»	100 %	Н	НЭ	2043
Долгинское	—			Н	НЭ	2035
Организации, 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	АО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2145
Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)						
Крапивинское	1984	АО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2159
Советское (Томская область)	1966			Н	НЭ	2145
Первомайское (Томская область)	1981			Н	НЭ	2105
Лугинецкое	1982			НГК	НЭ	2098
Ассоциированные организации 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 Investment Company Ltd.	50 % + 1 акция	НГК	НР	2021
Лунское	2009			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 в России Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов: НГК — нефтегазоконденсатное, НГ — нефтегазовое, ГК — газо-конденсатное, 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 организаций, инвестиции в которые
классифицированы как совместные операции)

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млрд м³	488,39	444,90	419,52	420,13	472,05
Газовый конденсат, млн т	14,66	14,49	15,34	15,85	15,94
Нефть, млн т	42,41	43,53	44,04	47,15	48,63

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	3 169,65	2 887,40	2 722,68	2 726,64	3 063,60
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	119,92	118,53	125,48	129,65	130,39
Нефть, млн барр. н. э.	310,87	319,07	322,81	345,61	356,46
Всего, млн барр. н. э.	3 600,44	3 325,00	3 170,97	3 201,91	3 550,45

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.

Среднесуточная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млн м³ / сут.	1 338,0	1 218,9	1 149,4	1 147,9	1 293,3
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	40,2	39,7	42,0	43,3	43,7
Нефть, тыс. т / сут.	116,2	119,3	120,7	128,8	133,2

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

	За год, закончившийся 31 декабря				2017
	2013	2014	2015	2016	
Природный и попутный газ, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	436,29	393,73	368,20	368,60	419,72
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	11,36	11,86	12,53	13,64	15,40
ЗАО «Пургаз»	14,62	13,25	12,70	11,74	10,82
ОАО «Севернефтегазпром»	25,12	25,04	25,05	25,12	25,04
Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	487,39	443,88	418,48	419,10	470,98
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	1,00	1,02	1,04	1,03	1,07
Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	488,39	444,90	419,52	420,13	472,05
Газовый конденсат, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	14,65	14,47	15,31	15,83	15,92
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02
Всего	14,66	14,49	15,34	15,85	15,94
Нефть, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,69	1,73	1,74	1,55	1,50
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	32,15	33,56	34,30	37,74	39,48
Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	33,84	35,29	36,04	39,29	40,98
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	8,57	8,24	8,00	7,86	7,65
Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	42,41	43,53	44,04	47,15	48,63

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Распределение добычи углеводородов Группы Газпром на территории Российской Федерации

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млрд м³					
Уральский ФО	452,34	409,96	385,18	385,46	437,56
Северо-Западный ФО	2,38	2,25	2,14	2,06	2,02
Южный и Северо-Кавказский ФО	11,86	11,24	11,15	11,28	11,58
Приволжский ФО	17,27	16,73	16,22	15,65	14,95
Сибирский ФО	4,43	4,23	3,82	4,55	4,88
Дальневосточный ФО	0,20	0,39	0,40	0,41	0,43
Континентальный шельф Российской Федерации	0,01	0,10	0,61	0,72	0,63
Всего	488,39	444,90	419,52	420,13	472,05
Газовый конденсат, млн т					
Уральский ФО	10,18	10,30	11,14	11,59	11,51
Северо-Западный ФО	0,14	0,13	0,12	0,12	0,12
Южный и Северо-Кавказский ФО	3,78	3,56	3,51	3,56	3,68
Приволжский ФО	0,19	0,16	0,15	0,14	0,12
Сибирский ФО	0,37	0,31	0,31	0,31	0,39
Дальневосточный ФО	0,0	0,01	0,01	0,01	0,01
Континентальный шельф Российской Федерации	–	0,02	0,10	0,12	0,11
Всего	14,66	14,49	15,34	15,85	15,94
Нефть, млн т					
Уральский ФО	32,70	32,83	32,39	34,45	35,71
Северо-Западный ФО	0,05	0,03	0,04	0,03	0,02
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,14	0,11	0,09	0,09	0,09
Приволжский ФО	1,77	2,46	2,76	2,85	2,85
Сибирский ФО	7,75	7,84	7,87	7,58	7,32
Дальневосточный ФО	–	–	0,0	–	0,0
Континентальный шельф Российской Федерации	–	0,26	0,89	2,15	2,64
Всего	42,41	43,53	44,04	47,15	48,63

Полезное использование ПНГ Группой Газпром
на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Использование ПНГ, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,27	1,42	1,87	1,79	1,64
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	5,39	6,13	6,51	7,63	8,71
Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	6,66	7,55	8,38	9,42	10,35
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	0,99	1,02	1,05	1,03	1,07
Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	7,65	8,58	9,43	10,45	11,42
Уровень полезного использования ПНГ, %					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	90,9	93,5	95,6	97,8	98,4
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	79,5	80,5	79,6	79,2	76,2
Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	81,4	82,7	82,7	82,2	79,0
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром	87,3	90,0	89,9	87,2	88,9
Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции	82,2	83,5	83,5	82,7	79,8

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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

Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млрд м³	13,0	18,2	25,5	27,2	27,0
Газовый конденсат, млн т	1,3	2,3	4,7	5,2	5,0
Нефть, млн т	10,2	10,0	9,6	9,9	10,9

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	84,4	118,1	165,5	176,5	175,2
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	10,6	18,8	38,4	42,5	40,9
Нефть, млн барр. н. э.	74,8	73,3	70,4	72,6	79,9
Всего, млн барр. н. э.	169,8	210,2	274,3	291,6	296,0

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.

Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды (без учета организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разведочное бурение, тыс. м	146,4	165,4	143,6	111,6	85,9
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	53	41	43	40	36
в т. ч. продуктивные	37	31	38	34	31
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	1,4	6,6	0,3	1,1	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км²	13,3	12,6	20,0	20,6	18,7
Прирост запасов углеводородов, млн барр. н. э.	4 183,5	5 942,2	3 835,1	3 404,0	6 341,5
Эффективность бурения, тыс. барр. н. э. / м	28,6	35,9	26,7	30,5	73,8

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разведочное бурение, тыс. м	11,6	13,1	3,2	7,4	12,8
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	5	4	1	2	4
в т. ч. продуктивные	3	3	1	1	4
Сейсморазведка 2D, пог. км	–	–	–	–	–
Сейсморазведка 3D, км²	858	494	459	130	200

Эксплуатационное бурение Группы Газпром (без учета организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	93	38	73	64	116
на нефть	788	832	802	725	660
на ПХГ	43	22	27	13	4
Всего	924	892	902	802	780
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	239,7	125,6	153,2	227,2	240,8
на нефть	3 002,1	2 948,5	3 163,0	2 735,8	2 559,5
на ПХГ	36,7	27,6	47,5	23,7	13,6
Всего	3 278,5	3 101,7	3 363,7	2 986,7	2 813,9

Эксплуатационное бурение организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Эксплуатационные скважины на нефть, законченные строительством, ед.	211	188	206	231	236
Объем проходки в эксплуатационном бурении на нефть, тыс. м	697	694	789	785	784

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разрабатываемые месторождения, ед.					
В промышленной разработке	122	126	135	136	136
В опытно-промышленной эксплуатации	11	13	11	15	18
Всего	133	139	146	151	154
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 744	7 816	7 881	7 916	7 945
в т. ч. действующие	7 263	7 293	7 358	7 441	7 438
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	7 868	8 218	9 058	9 316	7 944
в т. ч. действующие	7 246	7 604	8 461	8 681	7 358
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	170	171	170	171	169
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м³ в год	1 099,7	1 119,7	1 119,7	1 119,7	1 127,9
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	49	52	53	58	58
Установленная мощность ДКС, МВт	5 046,4	5 265,4	5 080,3	5 669,8	5 789,8

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разрабатываемые месторождения, ед.	35	39	41	42	41
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	9	8	7	7	7
в т. ч. действующие	–	1	3	3	1
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	3 590	3 635	3 768	3 733	3 810
в т. ч. действующие	3 017	3 086	3 163	3 379	3 472

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 31.12.2017 г.)
Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)					
Надымский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м³ газа	2011 г.	2021 г.	На месторождении ведется добыча газа из апт-альбских залежей. По объекту «Обустройство берриас-валанжинских отложений Ныдинского участка Медвежьего НГКМ» проектная документация разработана в полном объеме и проходит экспертизу в ПАО «Газпром».
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.		Завершено проектирование дообустройства на полное развитие. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Рабочая документация разработана в полном объеме. Ведется освоение.
	Участки 4–5	15,5 млрд м³ газа	2020 г.	2024–2027 гг.	Завершено проектирование по участку 4 (1-й этап) и участку 5. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Осуществляется проектирование по участку 4 (2-й этап). Рабочая документация разработана в полном объеме. Начато освоение.
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.	2022 г.	Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Ведется добыча газа, эксплуатационное бурение и доразведка месторождения, продолжаются строительно-монтажные работы.
неоком-юрские залежи		25 млрд м³ газа	2025–2026 гг.	2030–2032 гг.	Ведется доразведка месторождения.
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризующейся отсутствием инфраструктуры.	8,6 млн т нефти	2016 г.	2020 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Принято решение по увеличению полки по добыче нефти и строительству дополнительного танкера Arc7, введена в эксплуатацию УКПГ, обеспечивающая подготовку попутного нефтяного газа (ПНГ) и его использование путем обратной закачки в пласт для поддержания пластового давления, начата закачка газа в пласт.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Поволжье					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовой уровень добычи в 50–60 млрд м³. Добыча содержится на уровне 12 млрд м³ 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 кислых 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.	6,4 млн т н. э.	1994 г.	2021 г.	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.	4,9 млн т нефти	2013 г.	2023 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Всего проект освоения месторождения предусматривает ввод в эксплуатацию 32 скважин.
Восточная Сибирь и Дальний Восток					
Чаяндинское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25 млрд м³ газа	2019 г.	2024 г.	Ведутся работы по устройству свайных фундаментов, монтажу металлоконструкций и технологического оборудования на объектах обустройства месторождения. Продолжаются работы по строительству эксплуатационных газовых скважин: по состоянию на 31.12.2017 г. завершена бурением 91 эксплуатационная газовая скважина. Начата реализация проекта строительства установки мембранного выделения гелиевого концентрата.
		1,9 млн т нефти	2014 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию)	Будет уточнен по результатам периода опытно-промышленной разработки.	Завершены опытно-промышленные работы на 8 нефтяных скважинах. Для обеспечения газом электростанции собственных нужд завершены строительством 3 газовые скважины. В 2017 г. выполнены работы по определению продуктивных характеристик нефтяной оторочки хамакинского горизонта. Ведутся работы по устройству свайных фундаментов, монтажу металлоконструкций и технологического оборудования на объектах обустройства месторождения. Завершен строительство речной грузовой причал.
Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море					
Кириновское	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3».	5,5 млрд м³ газа	2014 г.	2021–2022 гг.	На месторождении ведется добыча газа и эксплуатационное бурение. Выполняются проектные работы по объектам расширения Кириновского ГКМ.
Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу 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 31.12.2017 г.)
Полуостров Ямал и прилегающие акватории					
Харасавэйское					
сеноман-аптские залежи	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность	32 млрд м³ газа	2023–2024 гг.	2026–2027 гг.	Утверждена технологическая схема разработки месторождения. Ведется проектирование.
неоком-юрские залежи	Бованенковского месторождения.	18 млрд м³ газа	2026–2027 гг.	2028–2029 гг.	Ведется доразведка месторождения.
Крузенштернское	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 (ЕСГ), так и в виде сжиженного природного газа (СПГ) на удаленные рынки.	71,7 млрд м³ с возможностью увеличения до 95 млрд м³	Будут определены по результатам корректировки 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 ЯНАО	14,5 млрд м³ газа	2027–2029 гг.	2032–2033 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	2025 г.	2027–2029 гг.	Ведется проектирование обустройства месторождения.
Восточная Сибирь и Дальний Восток					
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области.	25 млрд м³ газа	2022 г.	2025 г.	Продолжается доразведка месторождения. Ведется проектно-изыскательские работы по объекту. 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: завершены морские и сухопутные инженерные изыскания, завершается доразведка запасов углеводородов, ведется разработка проектной документации для 1-го этапа обустройства месторождения (обустройство пусковых скважин) и бурения эксплуатационных скважин, производится подготовка к бурению эксплуатационных скважин.

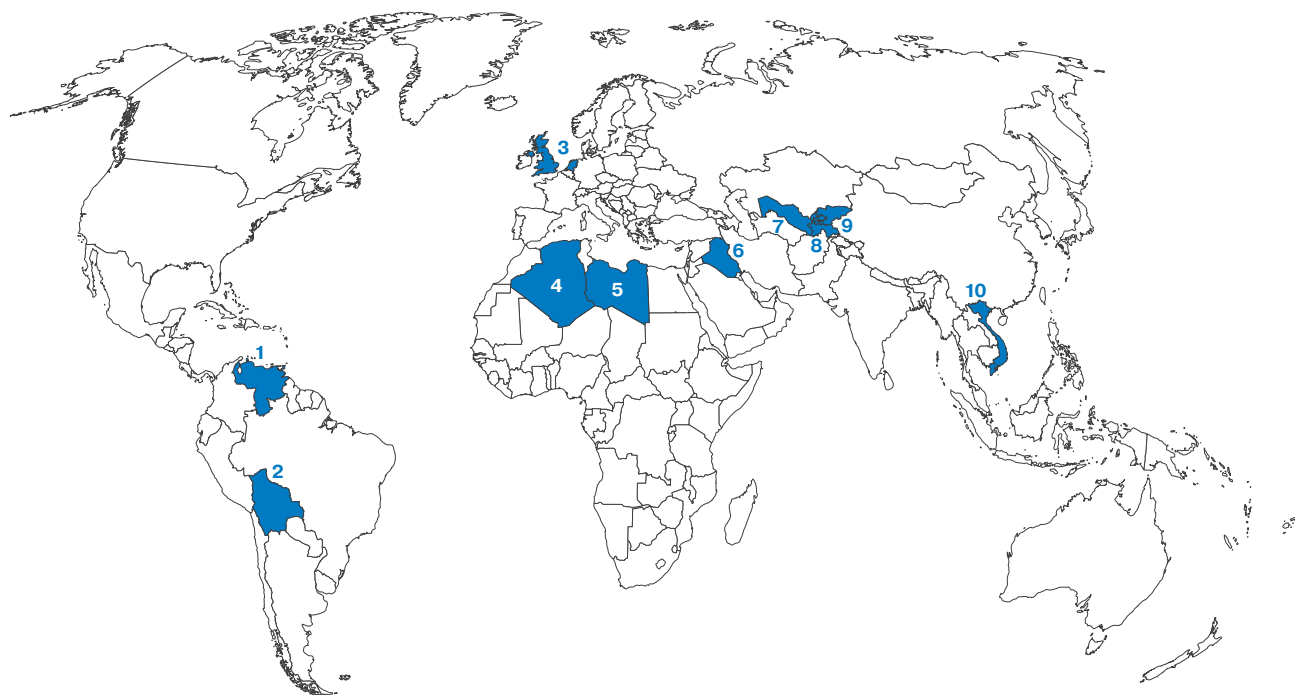
Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут меняться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

Месторождения совместных предприятий Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Партнер	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 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»	5,9 млн т нефти	2016 г.	2021 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение.
Восточная Сибирь и Дальний Восток						
Куюмбинское	Расположено в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. Район характеризуется труднодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия.	ПАО «НК «Роснефть»	10,8 млн т нефти	2018 г.	2032 г.	Находится в стадии опытно-промышленной разработки. Реализованы объекты инфраструктуры «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 выходу на проектную производительность могут меняться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.						

Разведка и добыча на территории зарубежных стран

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



1 Венесуэла	2 Боливия	3 Великобритания и Нидерланды	4 Алжир	5 Ливия
Блок Хунин-6	Лицензионный блок Асеро	Месторождения Винчелси, Силлиманит	Лицензионный участок Эль-Ассель	Лицензионные участки № 19 и № 64
Месторождение Бадра, блок Гармиан (Курдистан)	Лицензионные блоки Ипати, Акио	Месторождение Вингейт		
6 Ирак	7 Узбекистан	8 Таджикистан	9 Кыргызстан	10 Вьетнам
Месторождение Бадра, блок Гармиан (Курдистан)	Месторождение Джел	Лицензионные участки Сарикамыш, Западный Шохамбары	Лицензионная площадь Кугарт, участок Восточный Майлису — IV	Блоки № 112 (с учетом расширения), № 129–132
Блок Шакал (Курдистан)	Месторождение Шахлахты			Блоки 05-2 и 05-3 на шельфе Южно-Китайского моря
Поиск и разведка углеводородов				
Добыча нефти				
Добыча газа и газового конденсата				

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2017 г.

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разведочное бурение, тыс. м	18,1	17,6	28,3	9,7	18,4
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	4	5	4	8	8
в т. ч. продуктивные	1	4	2	7	5
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	0,4	–	–	1,5	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км ²	1,4	1,7	1,4	0,8	1,2

Примечание. При формировании консолидированных показателей геолого-разведочных работ (ГРП), проводимых Группой Газпром на территории зарубежных стран, учтены показатели по проектам, в которых организации Группы имеют операторские функции и контроль.

Производственные мощности Группы Газпром в добыче углеводородов на территории зарубежных стран

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Разрабатываемые месторождения, ед.	51	47	53	47	48
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	289	235	168	172	163
в т. ч. действующие	94	96	74	81	81
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	863	904	963	931	946
в т. ч. действующие	543	623	661	681	737

Примечание. Приведены производственные мощности в добыче углеводородов организаций Группы на территории зарубежных стран, представленные в рамках рассматриваемого периода компанией NIS (Сербия).

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.					
на газ	1	3	–	2	–
на нефть	27	46	35	38	51
Всего	28	49	35	40	51
Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м					
на газ	1,9	7,9	–	1,6	2,1
на нефть	63,6	86,0	75,0	40,9	67,5
Всего	65,5	93,9	75,0	42,5	69,6

Примечание. Приведены показатели эксплуатационного бурения на газ и нефть организаций Группы на территории зарубежных стран, представленные в рамках рассматриваемого периода компанией NIS (Сербия).

Добыча углеводородов в рамках зарубежных проектов с участием Группы Газпром

Проект	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ, млн м³					
Месторождение Бадра	–	–	7	14	208
Месторождение Вингейт	394	622	877	686	436
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	331	1 786	1 884	2 142	2 099
Месторождение Шахпахты	319	334	357	363	312
Месторождение Инкауаси	–	–	–	740	2 519
Газовый конденсат, тыс. т					
Месторождение Вингейт	2	4	5	3	3
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	59	366	436	573	469
Месторождение Инкауаси	–	–	–	75	270
Нефть, тыс. т					
Месторождение Бадра	–	309	1 383	2 575	3 787
Блок Хунин-6	106	262	524	823	839
Блок Гармиан	–	–	219	193	370

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 31.12.2017 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. Ведется работа по оптимизации технико-экономических показателей планов разработки 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 31.12.2017 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 Bolívie S.A. (оператор) — 50 %, TecPetro — 20 %, YPFB Chako — 10 %.	Завершено обустройство 1-й 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 1-й очереди УКПГ, подготовке к бурению скважины ICS-5 и подключению ранее пробуренной скважины ICS-3.
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 Bolívie S.A. (оператор) — 22,5 %.	Выполнены геологическая съемка, переобработка и переинтерпретация геофизических данных. Ведутся подготовительные работы к строительству скважины Ньянкаусу-Х1.

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 31.12.2017 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 1-й фазы ведется из четырех 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 %.	Закончены строительством поисковые скважины 44/23g-14 (Винчелси-1) и 44/23g-15 (Винчелси-2). Открыто 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, подготовка проектной документации на разработку 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 2017 г. составляла 50 %.

** Ежегодно в III кв. оператором осуществляется пересмотр проектных характеристик.

Венесуэла

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 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 31.12.2017 г.)
Поиск и разведка углеводородов на континентальном шельфе Вьетнама				
Блок № 112 (с учетом расширения)	2000 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения о разделе продукции (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 предыдущие годы минимальные обязательства по трем фазам ГРП на блоке № 112 выполнены в полном объеме, открыты ГКМ Бао Ден (2007 г.) и Бао Ванг (2009 г.). Подготовлен отчет по оценке и концепции разработки месторождения Бао Ванг. Ведется оценка других перспективных структур, выявленных в пределах лицензионного блока № 112 (с учетом расширения).
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 в 2015–2016 гг. закончены строительством две поисковые скважины на «глубокой воде». По результатам поискового бурения открыто месторождение Тхан Биен (2015 г.). Завершена переобработка геолого-геофизических материалов, проводится переинтерпретация данных. Завершена разработка «Детального прогноза потребления газа провинциями Социалистической Республики Вьетнам с учетом развития отраслей в увязке с потенциальными уровнями добычи газа на территории Социалистической Республики Вьетнам».

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
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). 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.	В 2016 г. месторождения Мок Тинь и Хай Тхат выведены на проектную мощность. Ведется добыча природного газа и газового конденсата.

Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 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. Закончено бурение и введено в эксплуатацию семь скважин, подготовлен окончательный план разработки месторождения с учетом дополнительного бурения скважин, введен в эксплуатацию газовый завод (линия А) и экспортный газопровод, начаты поставки газа на электростанцию Аз Зубайдия.
Проект «Загрос»: блоки Шакал, Гармиан и Халабджа* в Курдистане	2012 г.			
Блок Шакал Стадия работ — ГРП. 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 %.	Начаты работы по исследованию скважины Шакал-1.
Блок Гармиан В пределах блока открыто месторождение Саркала. Стадия работ — промышленная эксплуатация.		■	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.	Добыча нефти на месторождении Саркала увеличена с 5 до 9,6 тыс. барр. в сутки за счет успешной кислотной обработки скважины Саркала-1 и последующего расширения пропускной способности инфраструктуры, начато бурение скважины Саркала-2.

* По результатам комплексной геологической оценки блок Халабджа в 2017 г. признан неперспективным для проведения поисково-разведочного бурения в текущих макроэкономических условиях.

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 31.12.2017 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 «ЦентрКаспнефтегаз» (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 31.12.2017 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.	В предыдущие годы выполнены сейсморазведочные работы 2D и гравиразведочные работы. Актуализированы технико-экономическая оценка и поэтапная программа ГРП, продлено действие лицензий на право пользования недрами до октября 2019 г.

Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 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.	■	Реализуется 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 31.12.2017 г.)
Проведение ГРП на нефтегазо-перспективных площадях Сарикамыш и Западный Шохамбары.	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.	В предыдущие годы на площадях Западный Шохамбары и Сарикамыш выполнены в полном объеме геофизические работы, пробурена поисковая скважина на структуре Шахринав, проведен анализ полученных данных. В связи с нецелесообразностью дальнейшего геологического изучения недр на площадях Западный Шохамбары и Сарикамыш ведется работа по сдаче лицензий на пользование недрами.

Узбекистан

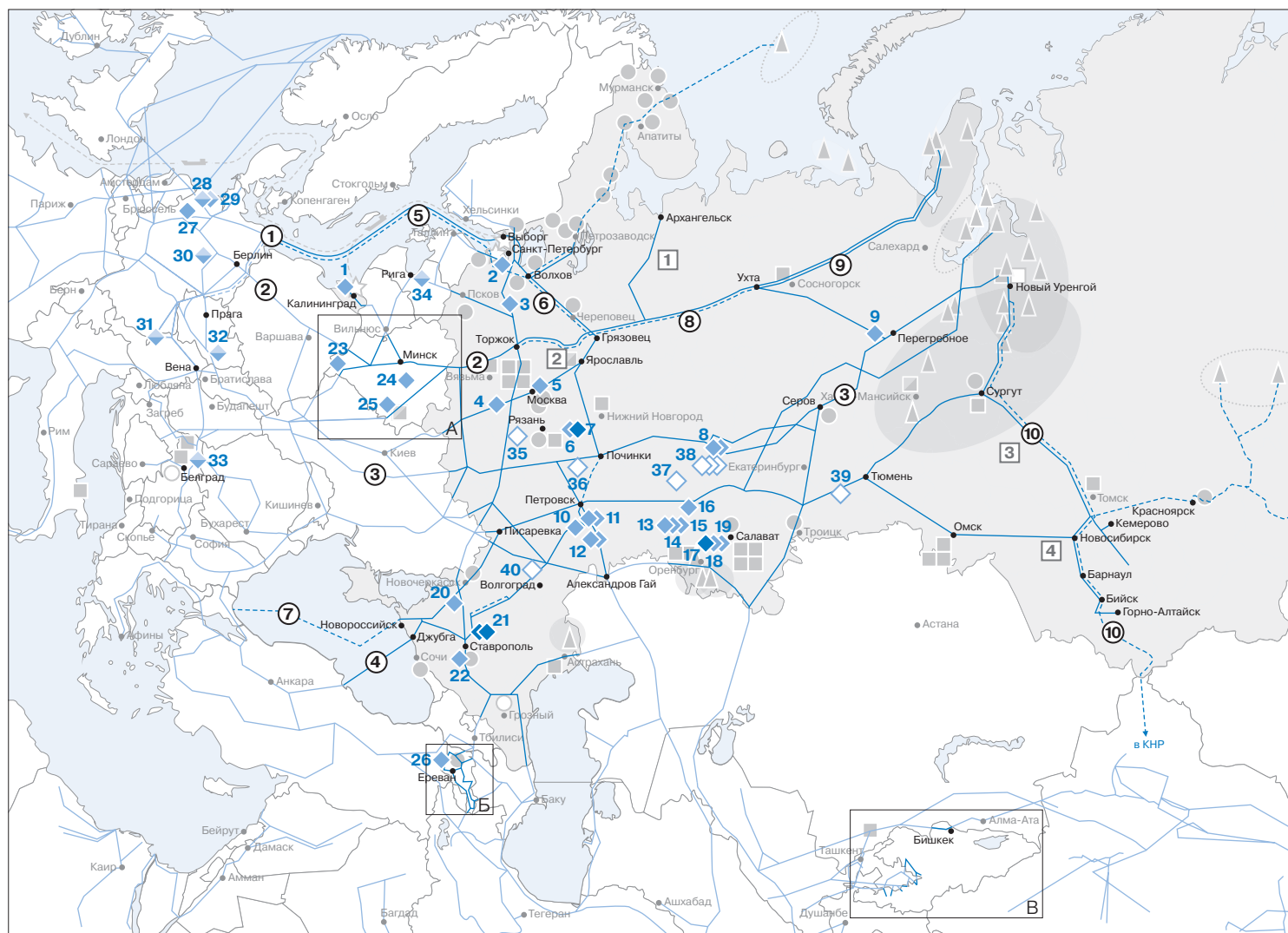
Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Освоение месторождения Джел (Шахпахтинский лицензионный участок).	2006 г.	■	Реализуется на условиях лицензий на право пользования участками недр инвестиционных блоков с целью геологического изучения. Участник со стороны Группы — АО «Газпром зарубежнефтегаз» (оператор). Партнер — АО «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 доработка остаточных запасов газа.	2004 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Участник со стороны Группы Газпром — АО «Газпром зарубежнефтегаз». Партнеры: АО «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.	Проводится работа по продлению срока действия СРП до 2024 г.

**Деятельность ассоциированных организаций 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. В 2017 г. добыча нефти осуществлялась с перерывами в связи с политической обстановкой на территории страны в объеме 65 тыс. барр. в сутки в соответствии с временным соглашением между Wintershall AG и ливийской National Oil Corporation. Всего в 2017 г. компанией добыто 1 531 тыс. т нефти и 233 млн м ³ ПНГ (в 2006 г. — 504 тыс. т нефти и 137 млн м ³ ПНГ).
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. Также в 2017 г. введено в промышленную разработку нефтяное месторождение Равн в датском секторе Северного моря. Всего в 2017 г. компанией добыто 776 млн м ³ газа и 17,4 тыс. т нефти.

Транспортировка и подземное хранение

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»

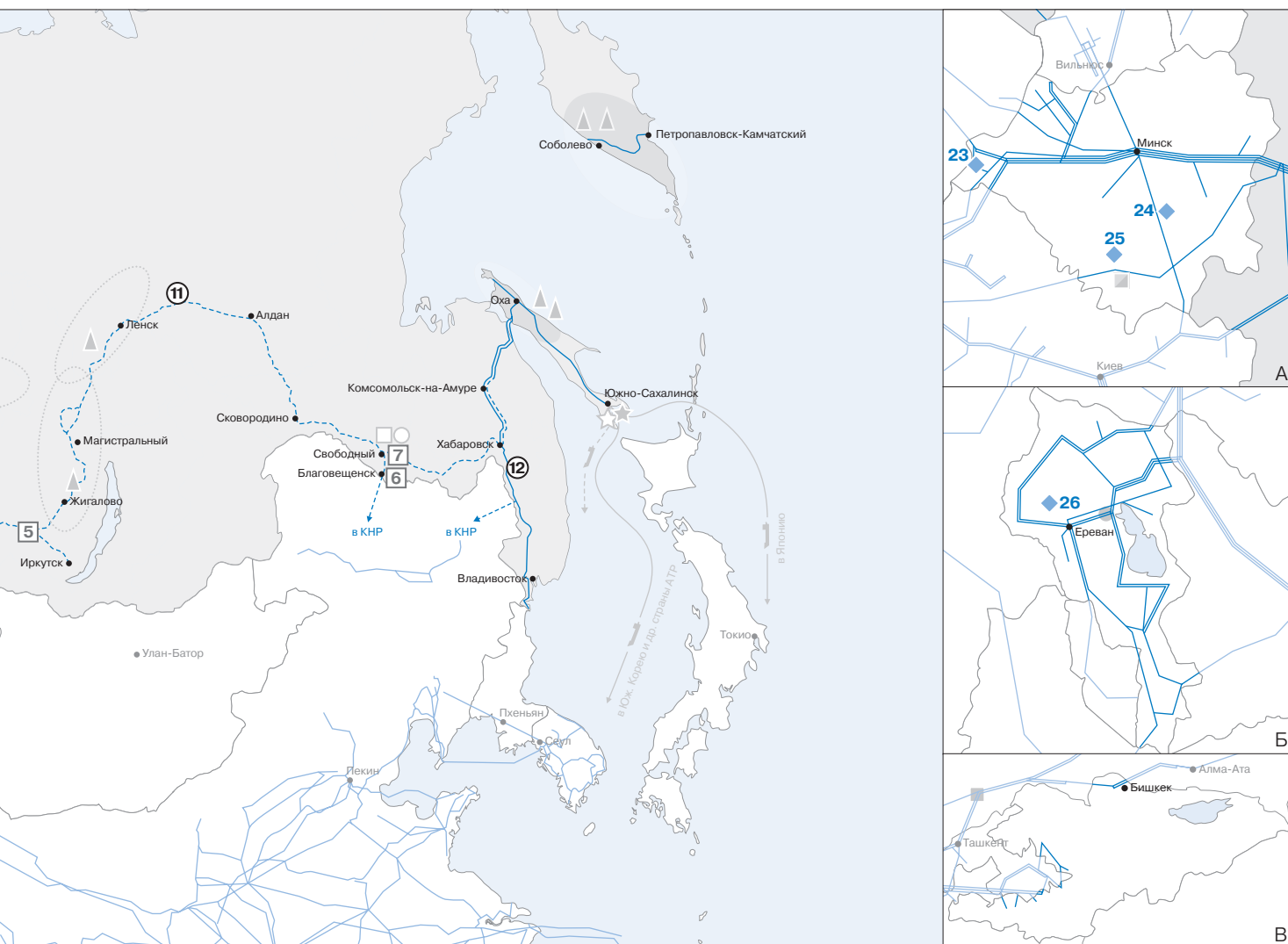
Газотранспортные проекты

- 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»
- 10 Газопровод «Сила Сибири — 2»
- 11 Газопровод «Сила Сибири»
- 12 Сахалин — Хабаровск — Владивосток

Разведываемые площади под ПХГ

- 1 Архангельская
- 2 Скалинская
- 3 Тигинская
- 4 Утянская
- 5 Ангарская
- 6 Благовещенская
- 7 Белогорская

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2017 г.



**Действующие объекты 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	Кириюшкинское

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

**Действующие объекты 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
объекты 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Ввод в эксплуатацию новых магистральных газопроводов и отводов*, км	703	1 277	933	771	640
Реконструкция магистральных газопроводов, км	214	200	169	211	100
Капитальный ремонт, км	1 819	1 581	1 441	823	810
Количество технических отказов на 1 000 км	0,05	0,03	0,05	0,03	0,02

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

Диагностическое обследование ГТС на территории России, тыс. км

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Внутритрубная дефектоскопия	22,6	23,5	19,9	23,9	22,1
Коррозионное обследование	21,5	18,4	17,9	17,3	18,0

Основные технические характеристики газотранспортных активов Группы Газпром в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исчислении (с учетом технологических перемычек), тыс. км	168,9	170,7	171,2	171,8	172,1
Линейные компрессорные станции, ед.	247	250	250	253	254
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 820	3 825	3 829	3 852	3 844
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	45,9	46,1	46,2	46,7	46,7

**Структура магистральных газопроводов Группы Газпром
(с учетом технологических перемычек) на территории России
по сроку эксплуатации, тыс. км**

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
10 лет и менее	21,1	20,6	19,9	17,3	17,3
От 11 до 20 лет	20,0	20,7	19,1	15,8	16,2
От 21 года до 30 лет	56,5	50,6	47,3	40,9	40,9
От 31 года до 40 лет	41,7	46,6	49,2	55,2	55,2
От 41 года до 50 лет	19,7	20,6	23,3	24,9	24,8
Более 50 лет	9,9	11,6	12,4	17,7	17,7
Всего	168,9	170,7	171,2	171,8	172,1

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Поступление в газотранспортную систему (ГТС)					
Поступление в ГТС, в т. ч.:	621,0	588,7	574,2	573,8	623,1
центральноазиатский газ	29,3	26,4	20,0	18,0	20,8
азербайджанский газ	1,4	0,2	–	–	–
Отбор газа из ПХГ России и Латвии	32,7	32,7	24,3	44,9	45,7
Сокращение запаса газа в ГТС	5,7	6,1	4,1	3,9	3,3
Всего	659,4	627,5	602,6	622,6	672,1
Распределение из ГТС					
Поставка внутри России, в т. ч.:	354,6	356,5	342,3	351,7	354,0
центральноазиатский газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Поставка за пределы России, в т. ч.:	220,2	196,2	196,8	209,4	232,4
центральноазиатский газ	29,3	26,4	20,0	18,0	20,7
азербайджанский газ	1,4	0,2	–	–	–
Закачка газа в ПХГ России	38,4	35,1	27,1	24,7	44,2
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	40,6	33,2	32,3	32,3	37,8
Увеличение запаса газа в ГТС	5,6	6,5	4,1	4,5	3,7
Всего	659,4	627,5	602,6	622,6	672,1

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Газопровод «Северный поток» (через КС Портовая)	23,8	35,6	39,1	43,8	51,0
Газопровод «Голубой поток» (через КС Береговая)	13,7	14,4	15,7	13,1	15,9

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

	За период и по состоянию на конец года				
	2013	2014	2015	2016	2017
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 м ³	69,1	65,2	64,2	60,3	61,2
в т. ч. транзит	48,8	45,1	45,4	41,7	42,2
Армения					
(ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность, тыс. км	1,8	1,7	1,6	1,6	1,7
Количество КС, ед.	—	—	—	—	—
Поступление газа в ГТС, млрд м ³	2,4	2,5	2,3	2,2	2,4
в т. ч. транзит	—	—	—	—	—
Кыргызстан					
(ОсОО «Газпром Кыргызстан»)*					
Протяженность, тыс. км	x	0,7	0,7	0,7	0,8
Количество КС, ед.	x	1	1	1	1
Поступление газа в ГТС, млрд м ³	x	4,3	4,6	4,5	6,6
в т. ч. транзит	x	4,0	4,4	4,2	6,4

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

Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

Наименование	Назначение	Протяженность	Проектные характеристики			Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
			Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность			
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		2017–2019 гг.	Утверждена проектная документация. Ведутся строительно-монтажные работы.
«Северный поток — 2»	Поставка газа потребителям в страны Западной и Центральной Европы	Около 1 225 км (будет уточнена по результатам детального проектирования)	–	55 млрд м³		IV кв. 2019 г.	Ведутся работы по производству труб и их обетонированию. Выполняется детальное проектирование морского участка. Nord Stream 2 AG подписала контракты на поставку всех основных материалов, оборудования и услуг, необходимых для выполнения строительных работ. Соответствующие органы власти России, Финляндии, Швеции и Германии сообщили о завершении международных консультаций по отчету об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) в трансграничном контексте в соответствии с Конвенцией Эспо, в Дании консультации продолжаются. Получение национальных разрешений на строительство по трассе газопровода запланировано в первом полугодии 2018 г.
«Турецкий поток»	Поставки природного российского газа через акваторию Черного моря в Турцию и далее до границы с сопредельными государствами	Две нитки протяженностью 937 км и 939 км (морской участок)	Необходимость строительства КС на территории Турции будет уточнена по результатам разработки турецкими партнерами проектной документации по сухопутному участку газопровода.	31,5 млрд м³		Декабрь 2019 г.	Завершены работы по укладке двух ниток газопровода на прибрежном участке в России от пикета 2 до пикета 30 и работы по протаскиванию плети трубопроводов в микротоннели. Для работ по укладке морского участка газопровода от пикета 30 до Турции на глубинах более 70 метров привлечено крупнейшее в мире строительное судно Pioneer Spirit. Работы по укладке газопровода ведутся в соответствии с графиком, по состоянию на конец 2017 г. выполнена укладка около 700 км газопровода, завершены работы по укладке двух ниток на территории Российской Федерации. Министерством охраны окружающей среды и градостроительства Турецкой Республики 29 сентября 2017 г. выдано положительное заключение по отчету ОВОС. В составе материалов ОВОС зафиксировано место расположения приемного терминала в Турции. Нотой от 14 декабря 2017 г. турецкая сторона подтвердила разрешение на строительство по первой нитке трубопровода от пикета 660 до побережья Турции. Помимо строительства морского участка газопровода ведется строительство комплекса объектов берегового примыкания в Российской Федерации и Турции.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность КС		
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 — 2»	Система газопроводов для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал	1 108 км	9 КС / 830 МВт	57,5 млрд м³	2014–2020 гг.	Ведется эксплуатация линейной части второй нитки и двух КС. Продолжаются работы по строительству компрессорных мощностей.
«Ухта — Торжок — 2»	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	2014–2020 гг.	По состоянию на 31.12.2017 г. выполнен полный комплекс работ по укладке 772 км линейной части газопровода, введен в эксплуатацию 571 км. Завершить строительство линейной части планируется в 2018 г. Ведется строительство компрессорных станций.
«Сила Сибири»	Транспортировка газа с Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ для газоснабжения регионов Дальневосточного ФО и поставок газа на рынок КНР	2 960 км, в т. ч. 2 156 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	Позапальный ввод начиная с декабря 2019 г. в соответствии с обязательствами по контракту на поставку российского трубопроводного газа в КНР по «восточному» маршруту.	На участок газопровода Чаяндинское НГКМ — граница КНР в полном объеме разработана проектная (получено положительное заключение государственной экспертизы) и рабочая документация для строительства объектов, необходимых для начала поставок газа в КНР (линейная часть магистрального газопровода и КС Зейская), определены поставщики основного технологического оборудования. С начала строительства полный комплекс работ выполнен на 1 383 км линейной части магистрального газопровода. Ведется строительство вахтового жилого комплекса в г. Ленске, баз линейно-производственных управлений магистрального газопровода, газоизмерительной станции, КС Зейская, подводного перехода через р. Амур.
«Сила Сибири — 2»	Организация поставок газа месторождений Западной Сибири в КНР, диверсификация экспортных маршрутов	2 622 км (будет уточнена по результатам проектирования)	12 КС (будет уточнено по результатам проектирования)	30 млрд м³	Выполнен технико-экономический анализ. Продолжаются переговоры между ПАО «Газпром» и CNPC по согласованию коммерческих и технических условий поставок газа.	
Развитие газотранспортных 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 начиная с декабря 2019 г.	Разработана проектная документация. Ведутся строительно-монтажные работы.
Сахалин — Хабаровск — Владивосток	Обеспечение дополнительных поставок газа потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также на экспорт	Около 380 км	4 КС / 288 МВт	Около 20 млрд м³	Позапальный ввод начиная с 2020 г.	Ведутся проектно-изыскательские работы.

Подземное хранение газа

Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	26	26	26	26	26
Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³	70,41	71,10	73,56	73,62	74,93
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 689	2 685	2 686	2 681	2 694

Хранение газа на территории России

	Сезон закачки				
	2013	2014	2015	2016	2017
Закачка газа в ПХГ, млн м³					
I кв.	55,7	189,4	–	–	23,2
II кв.	21 407,9	14 963,8	10 158,4	8 468,8	17 443,9
III кв.	13 784,8	16 790,1	14 498,1	14 209,2	24 434,7
IV кв.	3 120,1	3 191,2	2 425,3	1 973,1	2 275,4
Всего за сезон	38 368,5	35 134,5	27 081,8	24 651,1	44 177,2
	Сезон отбора				
	2013–2014	2014–2015	2015–2016	2016–2017	2017–2018
Отбор газа из ПХГ, млн м³					
III кв.	63,2	41,9	92,8	114,2	164,4
IV кв.	9 777,0	8 262,5	5 172,1	18 834,6	17 117,2
I кв. следующего года	21 662,3	16 353,2	24 653,1	26 175,1	31 036,3
II кв. следующего года	2 714,6	2 653,2	1 234,2	2 022,8	430,6
Всего за сезон	34 217,1	27 310,8	31 152,2	47 146,7	48 748,5
Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м ³ /сут.	727,8	770,4	789,9	801,3	805,3

Основные проекты по развитию подземного хранения газа на территории России

Субъект Российской Федерации	ПХГ	Тип ПХГ	Проектные характеристики	
			Объем оперативного резерва газа, млрд м ³	Максимальная суточная производительность, млн м ³
Волгоградская область	Волгоградское	В отложениях каменной соли	0,8	70
Калининградская область	Калининградское	В отложениях каменной соли	0,8	12
Рязанская область	Касимовское	Водоносные структуры	11,0	170
Республика Удмуртия	Удмуртский резервирующий комплекс	Водоносные структуры	2,8	45
Тюменская область	Пунгинское	Истощенное месторождение	3,5	43

Характеристика зарубежных объектов ПХГ с участием Группы Газпром

Страна	ПХГ	Участие Группы, оператор ПХГ	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2017 г.						
			Суммарная активная емкость, млрд м³		Суточная производительность, используемая Группой Газпром, млн м³	КС	ГПА	Установленная мощность ГПА, МВт	Эксплуата- ционные 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 Banatski 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 — astora GmbH & Co. KG.	0,6	0,5 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	11,0 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	4	38	7
	Катарина	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора. Оператор ПХГ — Erdgasspeicher Peissen GmbH.	0,4	0,4 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3)	23,2 (из них ООО «Газпром экспорт» — 23,2)	1	3	37	8
	Реден	В собственности WINGAS GmbH. Оператор — astora GmbH & Co. KG.	4,7	4,7 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,5)	50,5 (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.	1,0	0,3 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	21,0 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	24	9
	Дамборжице	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора. Оператор — Moravia Gas Storage a.s.	0,2	0,2 (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 2017 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.				
	2013	2014	2015	2016	2017
Закачка газа в ПХГ за рубежом					
Страны БСС					
Армения	29,2	68,9	40,6	37,2	71,3
Беларусь	928,8	962,3	916,7	857,1	948,8
Латвия	1 536,7	1 907,10	1 550,0	1 250,0	254,8
Всего в ПХГ в странах БСС	2 494,7	2 938,3	2 507,3	2 144,3	1 274,9
Дальнее зарубежье*					
Австрия	1 472,0	1 303,5	709,8	683,9	2 222,5
Великобритания	226,5	224,0	224,4	–	–
Венгрия	–	699,9	–	–	898,4
Германия	1 464,2	886,1	797,2	654,1	1 840,0
Нидерланды	617,3	1 313,1	1 176,9	1 195,0	1 782,0
Сербия	93,5	118,4	–	–	12,6
Словакия	–	–	–	–	738,0
Чехия	–	–	–	105,3	190,8
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	–	–	–	909,9
Всего в ПХГ в странах дальнего зарубежья	3 873,5	4 545,0	2 908,3	2 638,3	8 594,2
Всего за сезон	6 368,2	7 483,3	5 415,6	4 782,6	9 869,1

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

	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2013–2014	2014–2015	2015–2016	2016–2017	2017–2018
Отбор газа из ПХГ за рубежом*					
Страны БСС					
Армения	66,7	23,0	10,8	30,6	47,8
Беларусь	813,1	850,0	815,2	879,2	959,2
Латвия	1 318,4	1 541,7	1 257,1	1 087,3	141,1
Всего из ПХГ в странах БСС	2 198,2	2 414,7	2 083,1	1 997,1	1 148,1
Дальнее зарубежье**					
Австрия	1 171,6	835,8	820,0	1 480,5	1 986,3
Великобритания	226,5	224,0	224,4	–	–
Венгрия	–	699,9	–	–	898,4
Германия	1 123,7	753,4	978,1	936,9	2 116,4
Нидерланды	–	405,4	1 129,8	1 981,3	1 532,8
Сербия	67,5	0,5	12,0	0,5	44,5
Словакия	–	–	–	–	673,0
Чехия	–	–	–	104,5	183,2
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	–	–	–	974,9
Всего из ПХГ в странах дальнего зарубежья	2 589,3	2 919,0	3 164,3	4 503,7	8 409,5
Всего за сезон	4 787,5	5 333,7	5 247,4	6 500,8	9 557,6

* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

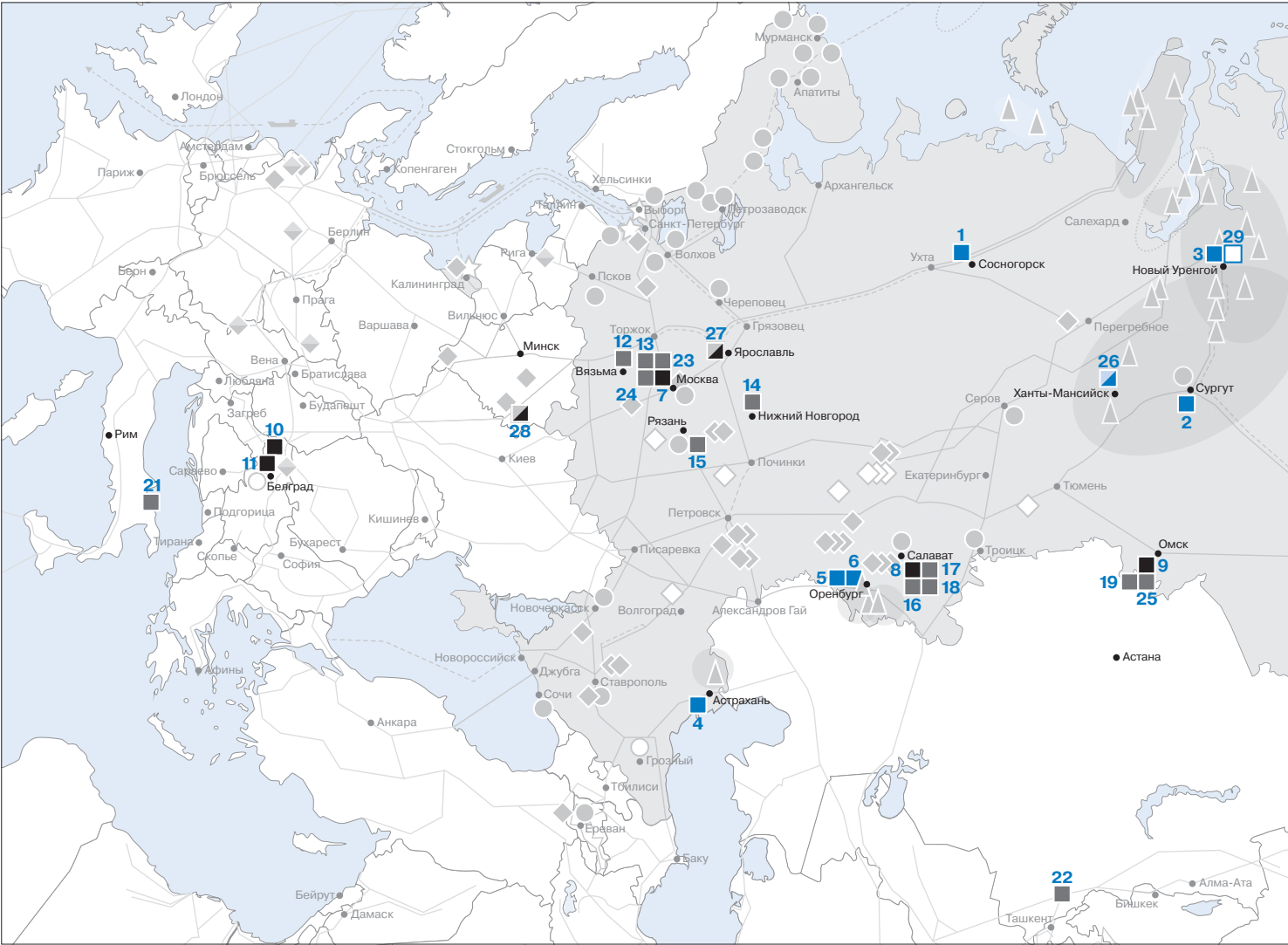
** Приведены объемы отбора газа ПАО «Газпром» по контрактам ООО «Газпром экспорт».

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 31.12.2017 г.)
						Суммарная активная емкость, млрд м³	Суточная производительность, млн м³	Срок ввода в эксплуатацию			
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.	
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истощенное месторождение	2014 г.	Участие ООО «Газпром экспорт» (50 %) в качестве соинвестора	0,5	7,6	2016 г.	2018 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется расширение.	

Переработка углеводородного сырья, газо- и нефтехимия

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. Салавате
- 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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2017 г.



- 20** Завод по производству метанола
- 21** Завод по смешению масел и смазок в г. Бари (Италия)
- 22** Битумный завод в г. Шымкенте (Казахстан)
- 23** НПП Нефтехимия*
- 24** Тоталь — ПМБ*
- 25** Полиом*

* Активы СП.

Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ

- 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**

** До 50 % от объема поставляемой на НПЗ нефти.

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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Переработка природного и попутного газа, млрд м³					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	31,11	30,00	30,64	30,06	29,94
Газпром нефтехим Салават	0,41	0,45	0,44	0,49	0,43
Газпром нефть	–	–	0,10	0,44	0,45
Всего	31,52	30,45	31,18	30,99	30,82
Переработка жидкого углеводородного сырья, млн т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* (нестабильный газовый конденсат, нефть)	16,09	16,38	17,26	17,55	17,47
Газпром нефть (нефть, стабильный газовый конденсат)	42,63	43,48	43,07	41,89	40,11
в т. ч. за рубежом	3,80	3,78	3,54	3,23	3,42
Газпром нефтехим Салават (нефть, стабильный газовый конденсат, мазут)	7,42	8,13	6,44	6,47	6,48
Всего	66,14	67,99	66,77	65,91	64,06

*Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Первичная переработка жидкого углеводородного сырья основными дочерними обществами ПАО «Газпром», млн т (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Стабильный газовый конденсат (нефть)	6,74	6,71	6,44	6,58	6,49

Переработка на мощностях основных дочерних обществ ПАО «Газпром» природного и попутного газа компаний, не входящих в Группу Газпром, млрд м³ (давальческое сырье)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный и попутный газ	8,61	8,97	8,91	9,28	9,15

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	6 035,3	6 410,8	7 448,1	8 216,4	8 688,7
Сухой газ, млрд м ³	24,2	23,3	24,2	24,0	23,6
Сжиженные углеводородные газы (СУГ), тыс. т	3 276,4	3 371,1	3 463,3	3 525,4	3 522,5
в т. ч. за рубежом	118,0	130,4	137,9	115,0	103,0
Автомобильный бензин, тыс. т	12 125,2	12 067,9	12 395,2	12 270,0	11 675,6
в т. ч. за рубежом	669,9	762,7	646,8	516,0	469,0
Дизельное топливо, тыс. т	16 215,2	16 281,4	14 837,0	14 971,4	14 322,1
в т. ч. за рубежом	1 423,5	1 493,8	1 470,1	1 363,0	1 299,0
Авиационное топливо, тыс. т	2 852,0	3 161,9	3 171,0	3 213,2	3 148,8
в т. ч. за рубежом	73,2	108,5	107,9	122,0	155,0
Мазут топочный, тыс. т	9 132,0	9 318,0	8 371,4	7 787,2	6 585,9
в т. ч. за рубежом	739,4	717,8	450,6	334,0	318,00
Судовое топливо, тыс. т	3 311,1	4 076,3	4 172,2	3 177,2	3 367,3
Битумы, тыс. т	2 056,5	1 949,2	1 883,8	2 112,0	2 445,9
в т. ч. за рубежом	245,3	262,2	333,0	335,0	360,0
Масла, тыс. т	396,2	374,3	404,1	421,0	480,0
Сера, тыс. т	4 936,9	4 747,8	4 793,8	4 905,6	5 013,6
в т. ч. за рубежом	12,0	15,6	17,8	22,0	24,0
Гелий, тыс. м ³	3 570,7	3 997,5	4 969,7	5 054,1	5 102,2
ШФЛУ, тыс. т	1 587,6	1 534,7	1 728,6	1 807,0	1 294,8
Этановая фракция, тыс. т	389,0	373,8	377,4	377,9	363,0
Мономеры, тыс. т	242,6	262,2	243,4	294,0	264,9
Полимеры, тыс. т	133,2	161,8	157,9	179,1	154,3
Продукция органического синтеза, тыс. т	86,8	83,5	90,4	89,6	44,7
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	752,1	778,2	775,9	953,0	985,5

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

Наименование продукции	Применение
Акриловая кислота, акрилаты	Производство впитывающих продуктов, вододисперсионных 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, углекислота, аммиачная селитра)	Сельское хозяйство
Мономеры (этилен, пропилен, стирол)	Сырье для нефтехимической промышленности
Продукция органического синтеза (бутанол, пластификатор ДОФ)	Сырье для нефтехимической промышленности
Полимерно-битумное вяжущее (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				
	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	6 035,3	6 410,8	7 448,1	8 216,4	8 688,7
Сухой газ, млрд м³	24,2	23,3	24,1	23,6	23,2
СУГ, тыс. т	2 287,4	2 441,7	2 487,4	2 578,4	2 828,5
Автомобильный бензин, тыс. т	2 428,8	2 519,7	2 532,7	2 497,9	2 234,5
Дизельное топливо, тыс. т	1 569,0	1 585,7	1 362,1	1 435,6	1 496,8
Авиационное топливо, тыс. т	158,8	172,1	167,7	174,2	111,8
Мазут топочный, тыс. т	351,4	329,6	332,2	346,1	328,4
Сера, тыс. т	4 790,4	4 589,4	4 623,9	4 696,5	4 847,9
Гелий, тыс. м³	3 570,7	3 997,5	4 969,7	5 054,1	5 102,2
ШФЛУ, тыс. т	1 587,6	1 534,7	1 661,9	1 666,7	1 149,4
Этановая фракция, тыс. т	389,0	373,8	377,4	377,9	363,0
Газпром нефть					
Сухой газ, млрд м³	–	–	0,1	0,4	0,4
СУГ, тыс. т	989,0	929,4	975,9	947,0	694,0
Автомобильный бензин, тыс. т	8 923,0	8 844,8	9 081,2	9 176,0	8 555,0
Дизельное топливо, тыс. т	12 087,8	12 147,7	11 874,5	12 023,0	11 325,0
Авиационное топливо, тыс. т	2 693,2	2 989,8	3 003,3	3 039,0	3 037,0
Мазут топочный, тыс. т	7 476,9	7 391,7	7 198,6	6 720,0	5 696,0
Судовое топливо, тыс. т	3 311,1	4 076,3	3 666,9	2 410,0	2 671,0
Битумы, тыс. т	1 935,5	1 875,1	1 857,6	2 021,0	2 353,0
Масла, тыс. т	396,2	374,3	404,1	421,0	480,0
Сера, тыс. т	117,0	124,0	136,8	180,0	136,0
ШФЛУ, тыс. т	–	–	28,0	131,5	145,4
Газпром нефтехим Салават					
Автомобильный бензин, тыс. т	773,3	703,4	781,3	596,1	886,1
Дизельное топливо, тыс. т	2 558,4	2 548,1	1 600,5	1 512,9	1 500,3
Мазут топочный, тыс. т	1 303,8	1 596,7	840,6	721,1	561,5
Сера, тыс. т	29,5	34,4	33,1	29,1	29,7
Судовое топливо, тыс. т	0,0	0,0	505,3	767,2	696,3
Битумы, тыс. т	120,9	74,1	26,2	91,0	92,9
Мономеры, тыс. т	242,6	262,2	243,4	294,0	264,9
Полимеры, тыс. т	133,2	161,8	157,9	179,1	154,3
Продукция органического синтеза, тыс. т	86,8	83,5	90,4	89,6	44,7
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	752,1	778,2	775,9	953,0	985,5
ШФЛУ, тыс. т	–	–	38,7	8,8	–

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

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 по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 г.
Основные дочерние общества ПАО «Газпром»						
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м³ природного газа, 7,3 млн т конденсата	Сухой товарный газ, стабиль- ный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводоро- дов (ШФЛУ), автомобильный бензин, дистиллят газового конденсата легких, дизель- ное топливо, мазут, дистил- лят газового конденсата тяжелый, дистиллят газового конденсата средних, газовая сера	Стройка «Реконструкция I и II очередей Астраханского газового комплекса (АГК) как единого промышленного объекта» в целях увеличения глубины переработки сырья, повышения качества и экологиче- ских характеристик товарной продукции (дизельное топливо, бензин). В результате реализации проекта плани- руется обеспечить гарантированную пере- работку конденсата и ШЛФУ в объеме, соответствующем приему на переработку 12,0 млрд м³ газа в год.
Оренбургский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1974 г.	37,5 млрд м³ природного газа, 6,26 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант	x
Оренбургский гелиевый завод	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1978 г.	15,0 млрд м³ природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этановая фракция, сжиженные газы, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ), углеводо- родная фракция	x
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск, Республика Коми	1946 г.	3,0 млрд м³ природного газа, 2,5 млн т нестабильного конденсата (стабилизация)	Сухой товарный газ, сжижен- ный газ, стабильный газовый конденсат, теухуглерод	x
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Новый Уренгой	1985 г.	13,67 млн т нестабильного (нелетучего) конденсата (деэтанация и стабилизация) или 12,2 млн т выветренного конденсата	Деэтанализованный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжижен- ный газ, ШФЛУ, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легких, топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтанации	x

Наименование	Компания	Место- положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 г.
Сургутский завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	12,05 млн т нефтегазо- конденсатной смеси (стабилизация)	Стабильный газовый конденса- т (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легкий	x
Завод по производству метанола	ООО «Сибмехахим»	Томск	1983 г.	Производство 2 800 т метанола в сутки	Метанол, формалин, карбамидоформальдегидные смолы	x
Газпром нефть						
Омский НПЗ	АО «Газпромнефть- ОМПЗ»	Омск	1955 г.	22,23 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиа- керосин, мазут, аромати- ческие углеводороды, СУГ, кокс, нефтяные битумы, сера	Проекты увеличения глубины переработки: — строительство комплекса глубокой пе- реработки нефти в составе установок гидрокрекинга и гидродесульфуризации мощностью 2,0 млн т вакуумного газойля в год в целях увеличения производства высокооктановых бензинов, авиакеро- сина и дизельного топлива; — строительство комбинированной уста- новки первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ) мощностью 8,4 млн т угле- водородного сырья в год в целях заме- ны трех установок первичной перера- ботки нефти, введенных в эксплуатацию в 1960-е гг; — строительство установок замедленного коксования мощностью 2,0 млн т гудро- на в год в целях прекращения выпуска мазута и увеличения производства светлых нефтепродуктов и кокса. Другие проекты: — строительство установок гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива мощностью 2,5 млн т в год в целях замены двух установок гидроочистки, увеличения объема производства зим- него дизельного топлива; — строительство установок производства водорода мощностью 12,0 тыс. т водо- рода 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;

Наименование	Компания	Место- положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 г.
						— строительство очистных сооружений мощностью по очистке стоков 3 450 м³ в час в целях снижения концентрации вредных веществ в промышленных стоках, сокращения открытых площадных источников, снижения потребления свежей воды за счет возврата очищенных стоков на повторное использование; — строительство катализаторного производства мощностью 210 тыс. т в год в целях увеличения объемов производства катализаторов каталитического крекинга, организации производства катализаторов гидроочистки средних дистиллятов и гидрокрекинга вакуумного газойля; — реконструкция установки каталитического риформинга мощностью 759 тыс. т в год с целью переработки вторичных бензинов и исключения высокосернистых низкооктановых компонентов.
Московский НПЗ	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Москва	1938 г.	12,76 млн т нефти	Бензин автомобильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера	Проекты увеличения глубины переработки: — 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.
НПЗ (г. Панчево)	NIS	Панчево (Сербия)	1968 г.	4,6 млн т нефти	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, бензол, толуол, СУГ, битум нефтяной, полимер битум, сера и пропилен	Строительство комплекса глубокой переработки нефти мощностью 730 тыс. т в год в целях снижения выпуска мазута с высоким содержанием серы, увеличения объемов производства высококачественного дизельного топлива и освоения производства нефтяного кокса.
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.	Находится на консервации	Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут и битумы	х
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	х

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 г.
Московский завод смазочных материалов (МЗСМ)	АО «Газпромнефть МЗСМ»	Фрязино, Московская область	2007 г.	62 тыс. т масел	Моторные, трансмиссионные, индустриальные масла	х
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть — Смазочные материалы»	Омск	2009 г.	260 тыс. т масел	Моторные и индустриальные масла	х
Рязанский опытный завод битумных материалов (РЗБМ)	ООО «Газпромнефть — Рязанский завод битумных материалов»	Рязань	2011 г. (установка по производству ПБВ)	60 тыс. т ПБВ	Полимерно-битумное вяжущее (ПБВ)	х
ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан»	ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан»	Южно-Казахстанская область (Республика Казахстан)	2011 г.	280 тыс. т	Дорожный и строительный битум	х
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	х
ЗАО «СОВХИМТЕХ», ООО «Полиэфир», ООО «БСВ-ХИМ»	Группа компаний «Росполихим»	Нижний Новгород	2001 г.	5 тыс. т масел	Авиационные, гидравлические, закалочные, компрессорные, вакуумные, трансмиссионные, холодильные, индустриальные масла, масла для прокатных станов, смазочно-охлаждающие жидкости, пластификаторы, консервационные смазочные материалы, противообледенительная жидкость, винилин, присадки, базовые основы для смазочных материалов	х

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 г.
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 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 тыс. нормальных м³ водорода в час, а также блоков КЦА мощностью 42,0 тыс. нормальных м³ в час по сырью и не менее 25 тыс. нормальных м³ в час по водороду, предназначенных для увеличения выработки топлив высокого экологического класса 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. — Строительство установок по переработке пропан-пропиленовой фракции мощностью 85 т в год, предназначенной для получения пропилена — сырья для производства бутиловых спиртов и акриловой кислоты. — Строительство производства элементарной серы мощностью 60 тыс. т в год, предназначенной для переработки дополнительных объемов сероводорода, образующегося на установках гидроочистки НПЗ после увеличения переработки высокосернистого сырья. Реконструкция установок гидроочистки вакуумного газойля мощностью 1,2 млн т в год по сырью и блока предгидроочистки установок каталитического риформинга мощностью 1,0 млн т по сырью в целях увеличения производства товарных бензинов высокого экологического класса Евро-5.

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2017 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2017 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-изопрени-клопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола, полистиролы, полиэтилен низкого давления, полиэтилен высокого давления, спирт нормальный бутиловый технический, спирт изобутиловый технический, 2-этилгексанол, пластификатор ДОФ	х
Газохимический завод	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1964 г.	604,8 тыс. т аммиака, 701,7 тыс. т карбамида	Аммиак, карбамид, аммиачная вода	х
Завод по производству минеральных удобрений (завод ММУ)	АО «Мелеузовские минеральные удобрения»	Мелеуз	1977 г.	450,0 тыс. т аммиачной селитры	Аммиачная селитра	х
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	х

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 31.12.2017 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.	14,0 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	ПВБ, 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

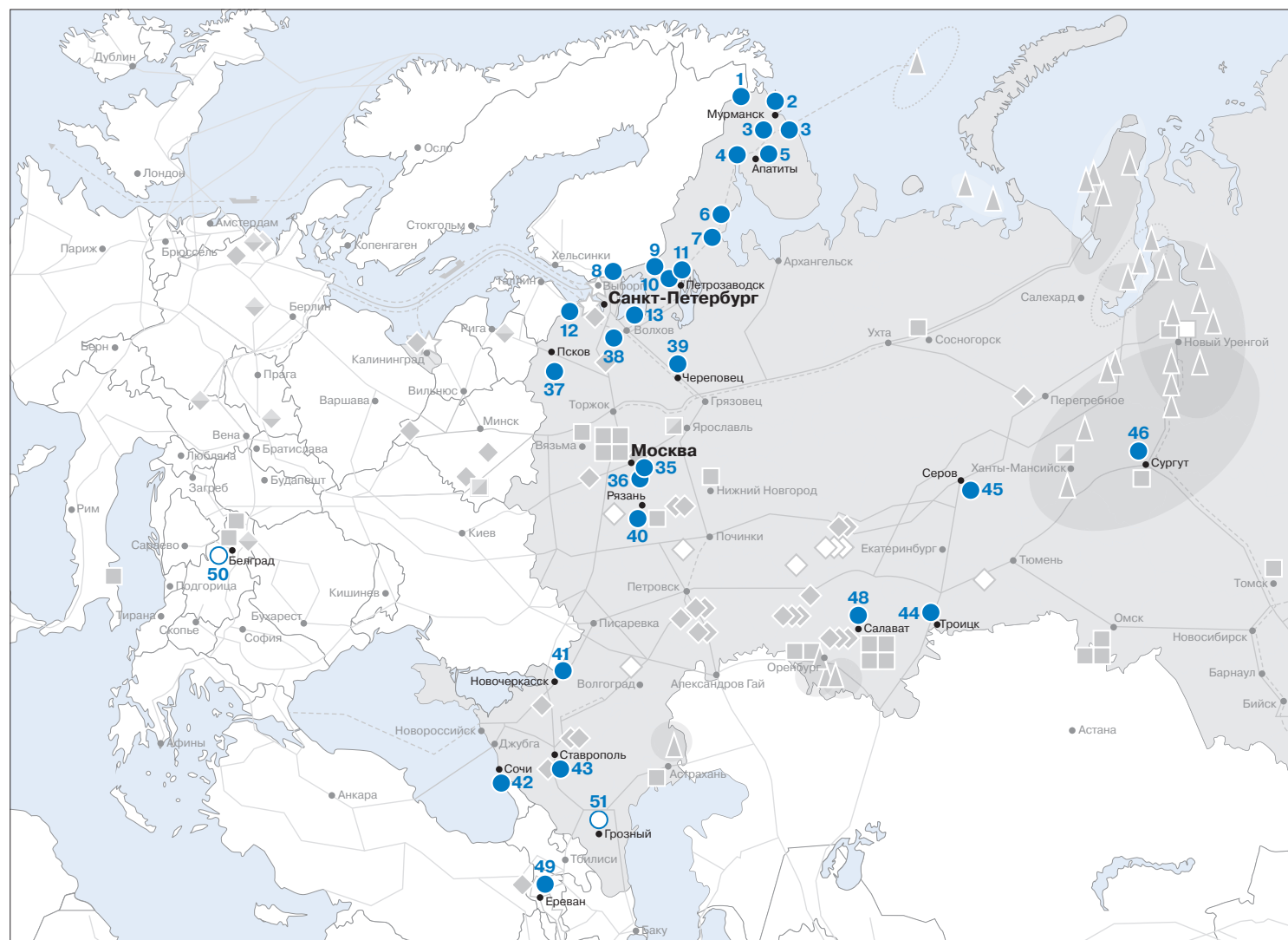
Основные проекты Группы Газпром по созданию новых предприятий по переработке углеводородного сырья, производству продукции газго- и нефтехимии

Наименование и цель проекта	Компания	Место- положение	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Новоуренгойский ГК. Цель — переработка газов дегидризации 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 этано-содержащего 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 строи- тельно-монтажных работ осуществляется параллель- но с модернизацией и восстановлением ранее поставленного оборудования и завершением проек- тирования, связанного с увеличением мощности основных производств, а также с учетом приведения проекта в соответствие с изменившимися требова- ниями 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 39,0 млрд м ³ товарного газа, до 2,0 млн т этана, до 1,5 млн т СУГ, до 0,2 млн т ПГФ, 60,0 млн м ³ гелия	2021 г. (первый пусковой комплекс)	Завершена разработка проектной документации, получены положительные заключения государствен- ной экспертизы проектной документации, заверша- ется разработка рабочей документации. Оформлены права на земельные участки. Завершаются работы по созданию инфраструктуры, необходимой для доставки строительных грузов, продолжаются работы по созданию технологических объектов ГПЗ в соот- ветствии с утвержденным графиком проекта.
Установка стабилизации конденсата ачимовских залей 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 — 4,0 млн т в год, по дегидризованному конденсату — 2,4 млн т в год, по стабильному конденсату — 1,2 млн т в год, по газам дегидризации — 0,4 млрд м ³ в год	2019 г.	Ведутся строительно-монтажные работы.

Проекты Группы Газпром по транспортировке жидких углеводородов

Наименование и цель проекта	Компания	Место положение	Годовая проектная производительность	Срок ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Нефтеперерабатывающая станция Уренгойская. Цель — обеспечение транспортировки 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.
Нефtekонденсатопровод Уренгой — Пурпе. Цель — обеспечение транспортировки 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.
Конденсатопровод Уренгой — Сургут (II нитка). Участок км 107 — км 288. Цель — обеспечение транспортировки жидких углеводородов из Надым- Пур-Тазовского региона.	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 12,0 млн т углеводородов	2018 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», а также его дочерних обществ ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго»

- | | |
|---|--------------------------------------|
| 1 | г. Москва |
| 2 | г. Химки (Московская область) |
| 3 | г. Электрогорск (Московская область) |

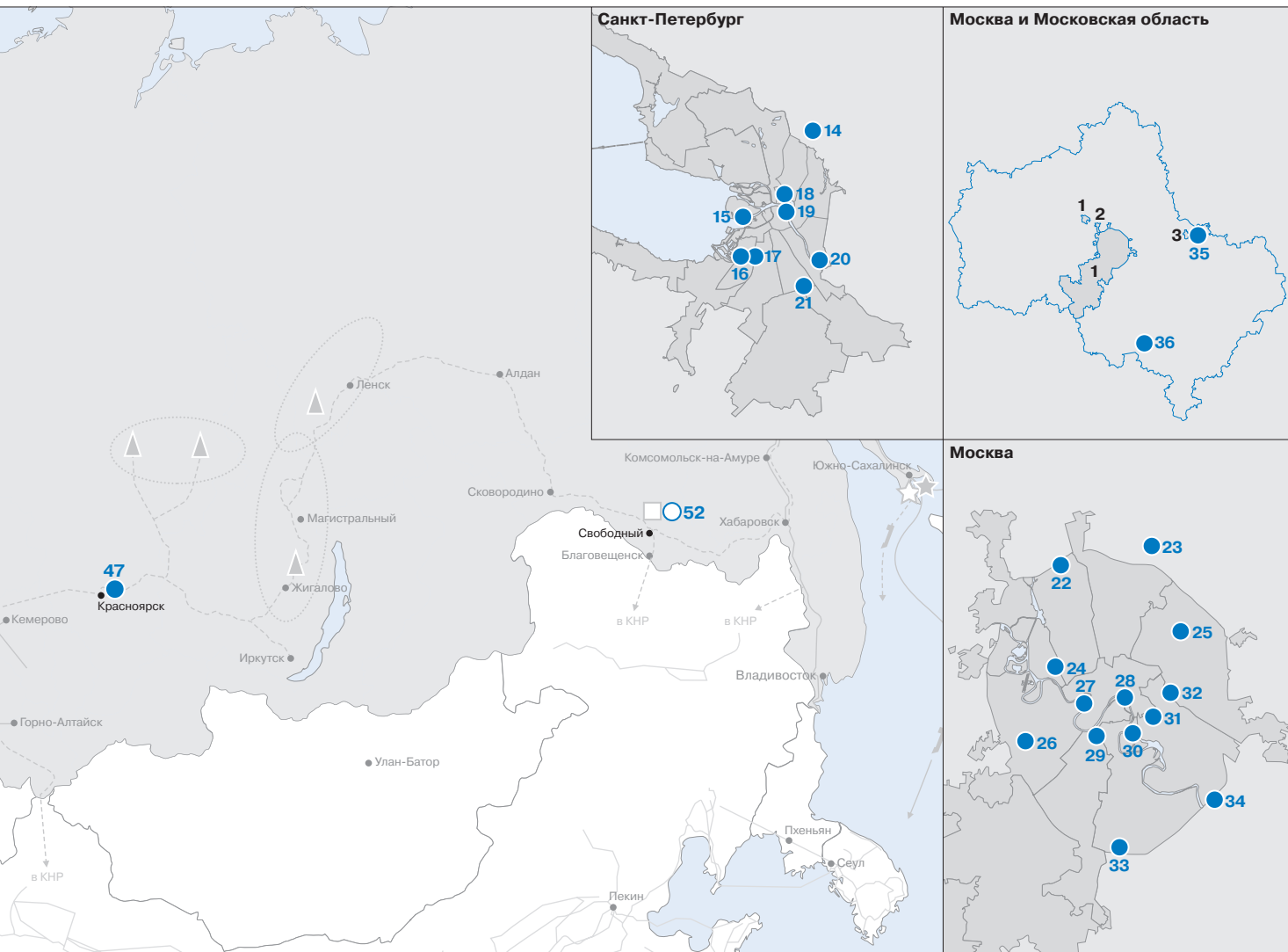
ПАО «ТГК-1» в Мурманской области, Республике Карелия, Ленинградской области

- | | |
|----|-------------------------------------|
| 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 Ладозских ГЭС |

ПАО «ТГК-1» в г. Санкт-Петербурге

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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2017 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 5-й энергоблок Разданской 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Электрические мощности, МВт					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	12 262	12 737	12 915	12 963	12 873
ПАО «МОЭК»	193	166	129	–	–
ПАО «ОГК-2»	17 995	18 422	18 024	18 955	18 997
ПАО «ТГК-1»	7 238	7 164	7 057	6 951	6 950
Всего	37 688	38 489	38 125	38 869	38 820
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	541	541	541	893	893
Другие	–	–	–	3	3
Всего	541	541	541	896	896
Итого на территории России	38 229	39 030	38 666	39 765	39 716
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Газпром Армения»	467	467	467	467	467
Другие	–	–	–	13	13
Итого на территории зарубежных стран	467	467	467	480	480
Итого	38 696	39 497	39 133	40 245	40 196
Тепловые мощности, Гкал/ч					
На территории России					
Газпром энергохолдинг*					
ПАО «Мосэнерго»	34 809	40 371	43 315	42 894	42 761
ПАО «МОЭК»	17 529	10 546	6 006	4 261	4 279
ПАО «ОГК-2»	4 474	4 336	4 336	4 169	4 162
ПАО «ТГК-1»	14 234	14 152	14 142	14 532	13 646
ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго»	x	x	839	2 775	2 957
Всего	71 046	69 405	68 638	68 631	67 805
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	1 619	1 619	1 619	1 412	1 412
Другие	–	–	–	758	801
Всего	1 619	1 619	1 619	2 170	2 213
Итого на территории России	72 665	71 024	70 257	70 801	70 018
На территории зарубежных стран					
	–	–	–	9	9
Итого	72 665	71 024	70 257	70 810	70 027

* Начиная с 2017 г. тепловые мощности приводятся с учетом показателей дочерних обществ ПАО «МОЭК» — ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго». В целях обеспечения сопоставимости данные за 2015–2016 гг. также приведены с учетом тепловых мощностей указанных компаний.

Производство тепла и электроэнергии Группой Газпром

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч					
На территории России					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	58,64	56,67	54,71	59,07	57,87
ПАО «МОЭК»*	0,39	0,41	0,13	–	–
ПАО «ОГК-2»	70,66	68,69	64,36	67,09	63,43
ПАО «ТГК-1»	29,30	26,43	25,81	27,67	29,51
Всего	158,99	152,20	145,01	153,83	150,81
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	2,47	2,37	2,35	2,90	4,65
Другие	–	–	–	0,0	0,0
Всего	2,47	2,37	2,35	2,90	4,65
Итого на территории России	161,46	154,57	147,36	156,73	155,46
На территории зарубежных стран					
ЗАО «Газпром Армения»	1,08	0,86	0,64	0,69	0,99
Другие	–	–	–	0,09	0,10
Итого на территории зарубежных стран	1,08	0,86	0,64	0,78	1,09
Итого	162,54	155,43	148,00	157,51	156,55
Производство тепла, млн Гкал					
На территории России					
Газпром энергохолдинг**					
ПАО «Мосэнерго»	67,60	70,32	71,68	81,83	79,45
ПАО «МОЭК»*	7,70	18,43	10,74	6,09	5,79
ПАО «ОГК-2»	6,81	7,09	6,52	6,90	6,76
ПАО «ТГК-1»	25,32	24,34	23,02	24,44	24,71
ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго»	x	x	1,55	4,10	4,06
Всего	107,43	120,18	113,51	123,36	120,77
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	5,10	5,04	5,11	5,44	5,78
Другие	–	–	–	0,69	0,79
Всего	5,10	5,04	5,11	6,13	6,57
Итого на территории России	112,53	125,22	118,62	129,49	127,34
На территории зарубежных стран					
	–	–	–	0,0	–
Итого	112,53	125,22	118,62	129,49	127,34

* Показатели приведены с момента установления контроля.

** Начиная с 2017 г. объемы производства тепловой энергии приводятся с учетом показателей дочерних обществ ПАО «МОЭК» — ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго». В целях обеспечения сопоставимости данные за 2015–2016 гг. также приведены с учетом объемов указанных компаний.

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	Заказчик-застройщик, инвестор — ООО «ГЭХ инжиниринг». Эксплуатирующая организация, несущая обязательства по ДПМ — ПАО «ОГК-2»	Повышение надежности энергоснабжения Чеченской Республики	2 ГТУ	360 МВт	–	2019 г.
Строительство Амурской ТЭС	ООО «Амурская ТЭС»	Обеспечение энергоснабжения Амурского ППЗ	2 ПСУ (ПТ80)	160 МВт	Уточняется	2020 г.
Строительство ТЭЦ в г. Панчево (Сербия)	ТЕ-ТО Панчево о.о.о.	Обеспечение электрической и тепловой энергией НПЗ в г. Панчево	Конфигурация уточняется	200 МВт	Уточняется	2020 г.

Реализация газа

Выручка от продажи газа

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн руб.					
Россия	794 349	820 567	805 615	819 924	875 685
Дальнее зарубежье	1 682 761	1 752 147	2 165 500	2 140 027	2 221 217
Страны БССТ	420 320	411 722	429 660	309 644	292 777
Ретроактивные корректировки цен на газ	74 393	949	26 482	33 175	-49 092
Всего	2 971 823	2 985 385	3 427 257	3 302 770	3 340 587
млн долл.*					
Россия	24 901	21 258	13 138	12 269	15 018
Дальнее зарубежье	52 751	45 392	35 315	32 022	38 093
Страны БССТ	13 176	10 666	7 007	4 633	5 021
Ретроактивные корректировки цен на газ	2 332	25	432	496	-842
Всего	93 160	77 341	55 892	49 420	57 290
млн евро*					
Россия	18 739	16 093	11 849	11 082	13 264
Дальнее зарубежье	39 697	34 363	31 850	28 923	33 645
Страны БССТ	9 916	8 075	6 319	4 185	4 435
Ретроактивные корректировки цен на газ	1 755	19	389	448	-744
Всего	70 107	58 550	50 407	44 638	50 600

* 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Россия					
руб. / 1 000 м ³	3 264,6	3 506,5	3 641,3	3 815,5	3 808,3
долл.* / 1 000 м ³	102,3	90,8	59,4	57,1	65,3
евро* / 1 000 м ³	77,0	68,8	53,6	51,6	57,7
Дальнее зарубежье					
руб. / 1 000 м ³	12 137,9	13 487,2	15 057,3	11 763,3	11 670,5
долл. / 1 000 м ³	380,5	349,4	245,6	176,0	200,2
евро* / 1 000 м ³	286,3	264,5	221,5	159,0	176,8
Страны БССТ					
руб. / 1 000 м ³	8 499,9	10 115,9	11 911,0	10 263,1	9 237,0
долл. / 1 000 м ³	266,5	262,1	194,2	153,6	158,4
евро* / 1 000 м ³	200,5	198,4	175,2	138,7	139,9

* 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Объем продаж газа в России	243,3	234,0	221,2	214,9	229,9
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	174,3	159,4	184,4	228,3	242,0
Объем продаж газа в страны БССТ	59,4	48,1	40,3	33,2	35,0
Всего	477,0	441,5	445,9	476,4	506,9

Реализация газа Группой Газпром в зарубежные страны, млрд м³

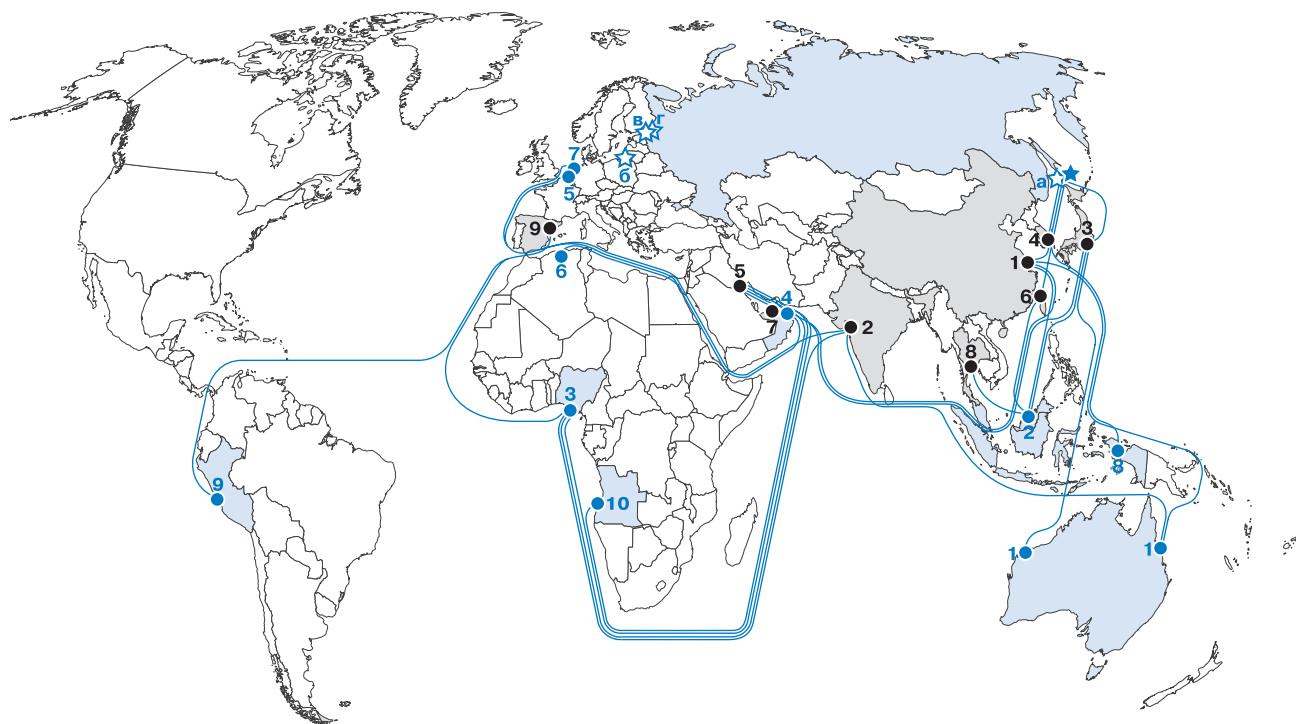
	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Объем продаж газа в дальнее зарубежье					
Австрия	5,2	4,2	5,0	7,5	9,8
Бельгия	–	–	1,5	2,5	2,7
Болгария	2,9	2,8	3,1	3,2	3,3
Босния и Герцеговина	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Великобритания	16,6	15,5	22,5	25,7	29,1
Венгрия	6,0	5,4	6,0	5,7	7,0
Германия	41,0	40,3	47,4	57,9	67,1
Греция	2,6	1,7	2,0	2,7	2,9
Дания	0,3	0,4	0,7	1,7	1,8
Ирландия	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1
Италия	25,3	21,7	24,4	24,7	23,7
Македония	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3
Нидерланды	2,9	4,7	8,4	27,5	17,4
Польша	12,9	9,1	8,9	11,1	10,5
Румыния	1,4	0,5	0,3	1,7	1,4
Сербия	2,0	1,5	1,9	1,9	2,2
Словакия	5,5	4,4	3,8	3,7	4,5

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Словения	0,5	0,4	0,5	0,5	0,6
Турция	26,7	27,3	27,0	24,8	29,0
Финляндия	3,5	3,1	2,8	2,5	2,4
Франция	8,6	7,6	10,5	12,5	13,3
Хорватия	0,2	0,6	0,6	0,8	2,8
Чехия	7,9	0,8	0,9	3,1	3,8
Швейцария	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
Другие страны	1,2	6,6	5,4	5,8	5,7
Всего	174,3	159,4	184,4	228,3	242,0
Объем продаж газа в страны БСС					
Азербайджан	–	–	0,1	–	0,4
Армения	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8
Беларусь	19,8	19,6	18,4	18,3	18,8
Грузия	0,2	0,3	0,3	0,1	0,1
Казахстан	4,7	5,1	4,7	4,7	4,8
Кыргызстан	–	0,1	0,3	0,3	0,3
Латвия	1,1	1,0	1,3	1,3	1,8
Литва	2,7	2,5	2,2	0,9	1,4
Молдова	2,4	2,8	2,9	3,0	2,7
Украина	25,8	14,5	7,8	2,4	2,4
Узбекистан	0,3	–	–	–	–
Эстония	0,7	0,4	0,5	0,4	0,5
Южная Осетия	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего	59,4	48,1	40,3	33,2	35,0

Объемы продаж СПГ Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн БТЕ					
Аргентина	11 857 948	41 106 666	16 178 574	19 703 171	–
Египет	–	–	3 417 600	3 415 673	–
Индия	6 061 840	–	18 670 569	22 742 199	9 911 553
Испания	–	–	–	–	6 459 153
Китай	–	6 633 380	6 604 157	3 374 830	29 426 835
Кувейт	–	2 953 290	3 302 940	3 290 560	16 945 230
Малайзия	–	6 513 303	–	–	–
Мексика	–	–	–	6 519 570	–
ОАЭ	–	–	–	6 532 551	3 145 740
Южная Корея	25 230 593	36 193 511	26 480 466	3 324 750	13 235 029
Таиланд	–	–	–	–	3 307 565
Тайвань (Китай)	–	–	9 882 660	26 006 510	19 820 160
Япония	28 957 880	49 164 207	78 072 387	78 549 220	56 900 585
Поставки на условиях FOB	–	17 082 562	6 998 912	3 015 033	–
Всего	72 108 261	159 646 919	169 608 265	176 474 067	159 151 850
В т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2»	29 726 254	53 075 050	86 049 604	59 443 050	72 894 365
Всего, млн т	1,51	3,35	3,56	3,71	3,34
Всего, млрд м³	2,02	4,47	4,75	4,94	4,46

Деятельность Группы Газпром в области производства и поставок СПГ в 2017 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»)
- ☆г Проект комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ вблизи КС Портовая

— Маршруты поставок СПГ

Рынки сбыта СПГ Группы Газпром в 2017 г.

- 1 Китай
- 2 Индия
- 3 Япония
- 4 Южная Корея
- 5 Кувейт
- 6 Тайвань (Китай)
- 7 ОАЭ
- 8 Таиланд
- 9 Испания

Зарубежные страны — источники поставок СПГ в портфель Группы Газпром в 2017 г.

- 1 Австралия
- 2 Малайзия
- 3 Нигерия
- 4 Оман
- 5 Бельгия
- 6 Алжир
- 7 Нидерланды
- 8 Индонезия
- 9 Перу
- 10 Ангола

Проекты Группы Газпром по созданию мощностей регазификации СПГ

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Регазификационный терминал г. Калининград	Обеспечение энергобезопасности Калининградской области	2,7 млрд м³ в год	2018 г.	Проектная и рабочая документация разработана в полном объеме. Ведутся строительно-монтажные работы на сухопутной и морской частях проекта. В связи сложными погодными условиями, сложившимися в 2017 г., завершение строительства перенесено с декабря 2017 г. на 2018 г.

Перспективные проекты производства крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 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 2017 г. ПАО «Газпром» и компания Shell подписали Основные условия соглашения о совместном предпринятии, которое будет осуществлять работы по привлечению финансирования, проектированию, строительству и эксплуатации завода «Балтийский СПГ», а также Рамочное соглашение о совместной разработке предпроектной документации. Стороны приступили к совместной разработке технико-экономического исследования по проекту, результаты исследования будут использованы при подготовке решения о целесообразности дальнейшей реализации проекта.
Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2»	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона	До 5,4 млн т в год	2023–2024 гг.	Получено положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» на пакет проектной документации, разработанной по стандартам Российской Федерации, на расширение ГТС проекта, строительство причала отгрузки СПГ и на расширение завода СПГ. Ведутся работы по формированию пакета проектно-технической документации и подготовке к началу тендерных процедур по проекту.

Перспективные проекты производства мало- и среднетоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2017 г.)
Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ (КСПГ) вблизи КС Портовая	Рынки стран региона Балтийского и Северного морей, бункеровка судов СПГ в Балтийском море, при необходимости — поставки СПГ на регазификационный терминал в Калининградской области	1,5 млн т в год	2019 г.	Проектная документация разработана в полном объеме, выполняется разработка рабочей документации. Завершена строительством подстанция 110 кВ «Мыс». Размещен заказ на основное технологическое оборудование для КСПГ, ведется его изготовление. На площадке строительства комплекса выполнен основной объем подготовительных работ, осуществлено подключение газопровода-отвода КСПГ к газопроводу Грязовец — Выборг, ведутся работы по устройству фундаментов, подготавливается основание для строительства гидротехнических сооружений морского отгрузочного терминала, выполняются работы по отсыпке подходной дамбы.

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

Страна	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Австрия	–	–	303,5	872,2	816,5
Бельгия	–	–	620,7	1 530,7	1 539,8
Великобритания	2 682,7	2 734,7	3 028,0	3 825,6	4 607,3
Венгрия	–	–	104,8	197,4	846,6
Германия	–	–	3 665,7	13 163,4	16 407,9
Ирландия	350,2	158,0	187,4	59,8	96,2
Македония	–	88,5	93,0	139,5	212,9
Нидерланды	31,5	29,4	1 335,5	3 220,8	2 537,9
Румыния	–	–	22,8	169,7	221,5
Франция	384,3	510,1	780,9	947,9	1 013,3
Чехия	390,7	–	233,9	809,1	1 634,8
Словакия	72,6	–	–	6,5	–
Всего	3 912,0	3 520,7	10 376,2	24 942,6	29 934,7

**Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа
в России, млрд м³**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Внутреннее потребление газа в России	461,3	458,4	444,3	456,7	468,0
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома (без учета технологических нужд ГТС)	351,7	353,7	339,4	348,7	351,3
Группой Газпром по ГТС (с учетом покупки у компаний, не входящих в Группу Газпром)	249,1	237,8	221,9	226,9	231,3
от добычи Группы Газпром	254,5	237,0	211,2	210,2	216,3

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Все категории	3 393,2	3 656,5	3 759,4	3 938,2	3 988,5
Промышленные потребители	3 564,4	3 848,9	3 958,1	4 158,1	4 202,3
Население	2 801,1	3 082,9	3 253,0	3 422,8	3 512,9

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

Газораспределение и газификация в России

	За период и по состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км	716,1	734,0	746,3	760,1	773,4
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м ³	248,7	246,7	231,3	208,0	239,0

	За период и по состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ), в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	26,7	27,0	26,8	27,0	28,5
промышленные объекты, тыс. ед.	22,6	31,5	32,8	32,9	31,6
сельскохозяйственные объекты, тыс. ед.	5,2	6,5	6,9	7,2	7,6
котельные, тыс. ед.*	44,5	x	x	x	x
коммунально-бытовые объекты, тыс. ед.	255,1	286,9	303,6	312,3	326,1
Объем финансирования Газпромом программ газификации, млрд руб.	33,9	28,8	27,6	25,0	29,45
Уровень газификации природным газом**, в т. ч.:	65,3 %	65,4 %	66,2 %	67,2 %	68,1 %
города и поселки городского типа	70,9 %	70,3 %	70,4 %	70,9 %	71,4 %
сельская местность	54,0 %	54,6 %	56,1 %	57,1 %	58,7 %

* 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.

Деятельность Группы Газпром в области газораспределения на территории зарубежных стран

	За период и по состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Армения (ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	14 069	14 135	14 330	14 701	15 063
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м³	1 883,8	2 055,5	1 861,7	1 888,1	1 985,2
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	648	659	669	678	689
промышленные объекты, ед.	1 667	1 766	1 819	1 873	1 933
сельскохозяйственные объекты, ед.	387	448	476	508	566
коммунально-бытовые объекты, ед.	11 450	11 931	12 502	12 254	13 044
Кыргызстан (ОсОО «Газпром Кыргызстан»*)					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	x	2 826	2 861	2 896	3 093
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м³	x	239,3	261,1	262,7	282,5
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	x	289	292	296	303
промышленные объекты, ед.	x	155	159	200	203
коммунально-бытовые объекты, ед.	x	2 636	2 729	2 890	2 992
Румыния (WIROM GAS S.A. *)					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	x	x	256	284	296
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м³	x	x	61,5	63,0	71,5
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	x	x	33	37	41
промышленные предприятия, ед.	x	x	1 383	1 457	1 590

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

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				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн руб.					
Россия	32 094	51 603	77 519	81 302	71 434
Дальнее зарубежье	128 007	141 618	155 509	307 128	438 754
Страны БСС	50 115	16 013	27 580	23 528	29 770
Всего	210 216	209 234	260 608	411 958	539 958
млн долл.*					
Россия	1 006	1 337	1 264	1 217	1 225
Дальнее зарубежье	4 013	3 669	2 536	4 596	7 525
Страны БСС	1 571	415	450	352	511
Всего	6 590	5 421	4 250	6 165	9 261
млн евро*					
Россия	757	1 012	1 140	1 099	1 082
Дальнее зарубежье	3 020	2 777	2 287	4 151	6 646
Страны БСС	1 182	314	406	318	451
Всего	4 959	4 103	3 833	5 568	8 179

* 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Россия	2,6	4,7	5,3	5,9	4,3
Дальнее зарубежье	9,2	9,8	9,8	17,1	21,6
Страны БСС	4,2	1,2	1,9	1,7	1,7
Всего	16,0	15,7	17,0	24,7	27,6

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн руб.					
Россия	821 487	953 136	981 792	980 352	1 115 125
Дальнее зарубежье	449 669	586 204	468 464	428 327	454 330
Страны БСС	80 557	79 874	105 335	88 883	117 635
Всего	1 351 713	1 619 214	1 555 591	1 497 562	1 687 090

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн долл.*					
Россия	25 752	24 693	16 011	14 669	19 124
Дальнее зарубежье	14 096	15 187	7 640	6 409	7 792
Страны БССТ	2 525	2 069	1 718	1 330	2 017
Всего	42 373	41 949	25 369	22 408	28 933
млн евро*					
Россия	19 379	18 693	14 440	13 250	16 891
Дальнее зарубежье	10 608	11 496	6 890	5 789	6 882
Страны БССТ	1 900	1 566	1 549	1 201	1 782
Всего	31 887	31 755	22 879	20 240	25 555

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Россия	38,4	41,5	41,3	41,2	41,0
Дальнее зарубежье	25,2	29,9	23,8	23,3	21,5
Страны БССТ	4,7	4,0	4,3	3,6	3,6
Всего	68,3	75,4	69,4	68,1	66,1

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Автомобильный бензин	12,69	13,45	13,65	14,92	14,82
Дизельное топливо	18,28	17,31	15,49	15,85	15,89
Авиационное топливо	3,76	3,96	3,76	3,51	3,60
Мазут топочный	10,27	11,17	8,58	7,62	5,78
Масла	0,48	0,39	0,43	0,44	0,41
СУГ	3,66	5,44	4,85	4,49	3,70
Сера	5,00	5,54	5,19	5,46	5,31
Минеральные удобрения	0,46	0,70	0,69	0,95	0,89
Полимеры	0,13	0,17	0,16	0,14	0,11
Прочие продукты переработки, газо- и нефтехимии	13,54	17,27	16,62	14,70	15,60
Всего	68,27	75,40	69,42	68,08	66,11

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

Реализация гелия Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Гелий газообразный, млн м³	3,01	2,74	3,04	3,18	3,32
Гелий жидкий, т	94,00	139,96	314,15	299,32	289,56

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн руб.					
Россия	362 415	409 087	403 084	461 908	487 283
Дальнее зарубежье	10 983	15 383	19 057	17 350	13 599
Страны БСС	2 191	2 481	2 524	2 458	2 937
Всего	375 589	426 951	424 665	481 716	503 819
млн долл.*					
Россия	11 361	10 598	6 573	6 912	8 357
Дальнее зарубежье	344	399	311	260	233
Страны БСС	69	64	41	37	50
Всего	11 774	11 061	6 925	7 209	8 640
млн евро*					
Россия	8 550	8 023	5 929	6 243	7 381
Дальнее зарубежье	259	302	280	234	206
Страны БСС	52	49	37	33	44
Всего	8 861	8 374	6 246	6 510	7 631

* 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
млн руб.	163 265	172 842	193 965	198 971	235 061
млн долл.*	5 118	4 478	3 163	2 977	4 031
млн евро*	3 851	3 390	2 853	2 689	3 560

* 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				
	2013	2014	2015	2016	2017
Всего	111,4	121,1	121,5	129,0	137,9
в т. ч. российский газ	104,3	113,7	113,9	121,3	130,4

Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду в Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т	3 076,4	2 797,6	2 830,6	2 868,5	2 795,9
в т. ч.: оксид углерода	653,4	547,0	533,6	550,5	529,9
оксиды азота	352,9	313,1	286,3	288,5	313,6
диоксид серы	296,9	289,3	328,4	346,1	262,7
углеводороды (включая метан)	1 534,0	1 398,5	1 430,8	1 462,3	1 495,7
Выбросы парниковых газов, млн т CO₂-эквивалента	229,1	228,3	220,0	228,2	233,8
Сбросы сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м³	4 389,9	4 179,1	3 853,8	3 855,5	3 905,3
в т. ч.: нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	4 227,9	3 991,6	3 660,6	3 691,2	3 781,7
Образование отходов, тыс. т	4 693,7	4 831,4	4 954,0	4 289,8	4 130,3
Площадь нарушенных земель в течение года, тыс. га	13,1	15,4	58,1	27,0	42,2
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	14,0	12,6	18,2	42,5	19,6

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Текущие эксплуатационные затраты	20 328,1	18 047,9	16 399,9	17 189,7	18 219,8
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	8 021,9	9 403,5	12 806,3	14 725,6	14 495,6
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	3 106,5	4 204,9	2 962,9	2 187,9	1 752,6
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	2 952,5	1 746,9	1 790,4	824,8	768,0
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	24 947,9	15 578,3	15 754,3	22 541,9	35 584,5
Всего	59 356,9	48 981,5	49 713,8	57 469,9	70 820,5

Энергосбережение ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Природный газ					
млн м ³	1 922,3	2 070,7	2 255,3	2 285,0	3 013,5
тыс. т у. т.	2 191,4	2 360,6	2 571,0	2 641,1	3 480,6
Электроэнергия					
млн кВт·ч	293,4	254,6	260,6	256,0	331,4
тыс. т у. т.	95,4	82,8	84,7	84,5	107,7
Тепловая энергия					
тыс. Гкал	217,9	237,2	205,0	254,2	268,4
тыс. т у. т.	31,1	33,9	29,3	36,4	38,4
Всего, тыс. т у. т.	2 317,9	2 477,3	2 685,0	2 762,0	3 626,7

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.

**Количество патентов на объекты патентных прав,
принадлежащих ПАО «Газпром» и его дочерним обществам,
и их использование в производственной деятельности**

	За период и по состоянию на 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Общее количество патентов на объекты патентных прав, принадлежащих ПАО «Газпром» и его дочерним обществам, ед.	2 035	2 131	2 238	2 269	2 342
в т. ч. использовано в производственной деятельности	350	351	356	406	427
Экономический эффект от использования объектов патентных прав в производстве, млрд руб.	1,8	3,1	6,1	7,1	7,9

**Объем НИОКР в денежном выражении,
выполненных по заказу Группы Газпром, млрд руб.**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Объем НИОКР в денежном выражении, выполненных по заказу Группы Газпром (без НДС)	6,8	10,8	9,9	6,3	8,2

Структура персонала Группы Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2013	2014	2015	2016	2017
Списочная численность работников Группы, тыс. человек					
ПАО «Газпром»	24,1	24,3	24,8	25,6	26,2
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	228,6	233,3	235,4	237,4	235,6
Газпром нефть	62,8	66,4	65,0	71,4	67,6
Газпром энергохолдинг	50,8	45,5	45,0	44,9	44,2
Газпром нефтехим Салават	16,2	15,7	15,5	15,4	16,3
Прочие дочерние общества и организации	77,0	74,4	76,7	72,7	79,7
Всего	459,5	459,6	462,4	467,4	469,6
в т. ч.: по категориям:					
руководители	13,4 %	13,7 %	13,7 %	13,9 %	13,9 %
специалисты и другие служащие	30,8 %	30,9 %	31,5 %	31,6 %	31,5 %
рабочие	55,8 %	55,4 %	54,8 %	54,5 %	54,6 %
в т. ч.: по возрастным группам:					
до 30 лет	19,0 %	18,5 %	17,9 %	16,9 %	15,3 %
от 30 до 40 лет	28,3 %	29,0 %	29,7 %	30,5 %	31,3 %
от 40 до 50 лет	27,0 %	27,0 %	27,2 %	27,8 %	28,6 %
50 лет и старше	25,7 %	25,5 %	25,2 %	24,8 %	24,8 %

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

Структура Группы Газпром (по состоянию на 31 декабря 2017 г.)

Организации	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
ПАО «Газпром»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	■	■	-	-
Крупнейшие дочерние организации 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»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■

Организации	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	
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	
ООО «Газпром экспорт»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	■	■	-	-	
ООО «Газпром флот»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
АО «Дальтрансгаз»	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО «Камчатгазпром»	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ПАО «Красноярскагазпром»	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ЗАО «Пургаз»	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ОАО «Севернефтегазпром»	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gazprom EP International B.V. и его дочерние организации	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества	■	■	■	-	-	-	■	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	
ООО «Сибметалхим»	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	
ОАО «Томскгазпром»	■	■	■	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GAZPROM Germania GmbH и его дочерние организации	-	-	-	-	■	■	-	-	-	■	■	■	■	■	■	■	■	
ООО «Газпром межрегионгаз» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	■	-	■	■	■	■	
ООО «Газпром нефтехим Салават» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	-	■	■	■	■	-	-	-	■	-	■	-	
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние организации	■	■	■	-	-	-	-	■	■	■	■	-	-	■	■	■	■	
ООО «Газпром энергохолдинг» и его дочерние общества	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-	
ПАО «Мосэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-	
ПАО «ТГК-1»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-	
ПАО «ОГК-2»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-	
ПАО «МОЭК»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	■	-	
Дочерние организации 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, строительные-монтажные работы, строительство																	
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции																		
АО «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.	-	■	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

* Организации, показатели которых не включаются в консолидированную финансовую отчетность по МСФО Группы Газпром в связи с незначительностью.

** До 19.02.2018 г. — ОАО «Томскнефть» ВНК.

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

Порядок расчета финансовых коэффициентов

Знак	Значение
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
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
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 организаций
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ГТС	Газотранспортная система
ГТУ	Газотурбинная установка
ГЭС	Гидроэлектростанция
Дальнее зарубежье	Зарубежные страны, кроме стран БСС, составляющие географический сегмент «Европа и другие страны» в консолидированной финансовой отчетности по МСФО
ДКС	Дожимная компрессорная станция
Доллары, долл.	Доллары США
ДОФ	Диоктилфталат
ДПМ	Договор предоставления мощности
ЕСГ	Единая система газоснабжения
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
КСПГ	Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ
ЛФБ	Лондонская фондовая биржа
м ³	Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20 °С
МАЗС	Многотопливная автомобильная заправочная станция
МСФО	Международные стандарты финансовой отчетности
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод

Термины и сокращения	Описание
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
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 трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», ООО «Газпром ПХГ»; а также ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества, АО «Газпром газораспределение Элиста», ООО «Газпром добыча Кузнецк», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром нефть шельф» (до момента его вхождения в Группу Газпром нефть в мае 2014 г.), ОАО «Камчатгазпром», ООО «Сервиснефтегаз»
ПБВ	Полимерно-битумное вяжущее
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
СП	Совместное предприятие
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»)
Страны 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
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
т	Метрическая тонна
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
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

