

Справочник  
«Газпром в цифрах 2014–2018»



# Стратегический ресурс

Справочник «Газпром в цифрах 2014–2018» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ПАО «Газпром» в 2019 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 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 2014–2018»

**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 36**

**Транспортировка и подземное хранение 46**

Транспортировка 48

Подземное хранение газа 54

**Переработка углеводородного сырья,  
газо- и нефтехимия 58**

**Электроэнергетика 72**

**Маркетинг 77**

Реализация газа 77

Реализация нефти, газового конденсата  
и продуктов переработки 84

Реализация электроэнергии и тепла,  
услуг по транспортировке газа 87

**Экология и энергосбережение 88**

**Управление патентными правами, НИОКР 89**

**Персонал 90**

**Справочная информация 91**

Коэффициенты пересчета и условные обозначения 91

Порядок расчета финансовых коэффициентов 92

Глоссарий основных понятий и сокращений 93

# Газпром в энергетике России и мира

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности</b>					
Запасы газа*	16,8 %	16,9 %	17,1 %	16,7 %	16,2 %
Добыча газа*	12,1 %	11,2 %	11,2 %	12,0 %	12,1 %
<b>Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России</b>					
Контролируемые российские запасы газа	72,3 %	71,6 %	71,7 %	71,7 %	71,1 %
Добыча газа**	69,3 %	66,0 %	65,6 %	68,3 %	68,7 %
Добыча нефти и газового конденсата**	11,0 %	11,1 %	11,5 %	11,8 %	11,6 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	18,9 %	18,5 %	18,4 %	17,7 %	18,2 %
Выработка электроэнергии**	14,6 %	14,3 %	14,6 %	14,8 %	14,1 %
<b>Протяженность магистральных газопроводов и отводов на территории России (с учетом технологических переемычек), тыс. км</b>	<b>170,7</b>	<b>171,2</b>	<b>171,8</b>	<b>172,1</b>	<b>172,6</b>

\* 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».

## Основные финансовые показатели и коэффициенты Группы Газпром

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Показатели отчета о совокупном доходе</b>					
Выручка от продаж, млн руб.	5 589 811	6 073 318	6 111 051	6 546 143	8 224 177
Операционные расходы, млн руб.	4 128 330	4 762 444	5 280 876	5 697 056	6 181 191
Прибыль от продаж, млн руб.	1 309 509	1 237 422	726 639	871 405	1 930 030
Приведенный показатель EBITDA, млн руб.	1 961 643	1 883 847	1 323 258	1 467 692	2 599 284
Прибыль за год, млн руб.	157 192	805 199	997 104	766 879	1 528 996
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», млн руб.	159 004	787 056	951 637	714 302	1 456 270
<b>Базовая и разводненная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (в российских рублях), руб.</b>	6,93	34,29	42,19	32,32	65,89
<b>Показатели бухгалтерского баланса</b>					
Активы, млн руб.	15 177 470	17 052 040	16 918 938	18 238 770	20 810 440
Оборотные активы, млн руб.	3 461 155	3 993 722	3 234 346	3 469 266	4 212 230
Товарно-материальные запасы, млн руб.	671 916	804 364	711 199	772 314	909 677
Краткосрочные обязательства, млн руб.	1 855 947	2 124 701	1 921 808	2 589 516	2 473 695
Общий долг, млн руб.	2 688 824	3 442 215	2 829 623	3 266 518	3 863 822
Чистый долг, млн руб.	1 650 633	2 083 120	1 932 895	2 397 511	3 014 403
Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	9 816 558	10 589 586	11 094 531	11 629 086	13 300 009
Акционерный (собственный) капитал, включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	10 120 021	10 914 622	11 441 839	12 015 481	13 776 153
<b>Капитальные вложения*, млн руб.</b>	1 221 328	1 349 635	1 357 336	1 504 600	1 795 884
<b>Показатели отчета о движении денежных средств</b>					
Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб.	1 915 769	2 030 927	1 571 323	1 187 022	1 617 384
Капитальные вложения, млн руб.	(1 262 140)	(1 641 024)	(1 369 052)	(1 405 780)	(1 639 474)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, млн руб.	(1 441 305)	(1 664 156)	(1 445 965)	(1 368 131)	(1 617 718)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности, млн руб.	(262 587)	(138 305)	(460 479)	149 944	(96 070)
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного года, млн руб.	1 038 191	1 359 095	896 728	869 007	849 419
Коэффициент самофинансирования	152 %	124 %	115 %	84 %	99 %
<b>Коэффициенты рентабельности**</b>					
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	23 %	20 %	12 %	13 %	23 %
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	35 %	31 %	22 %	22 %	32 %
Рентабельность прибыли за год	3 %	13 %	16 %	12 %	19 %
Рентабельность активов (ROA)	1 %	5 %	6 %	4 %	8 %
Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE)	2 %	8 %	9 %	7 %	12 %

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Коэффициенты общего и чистого долга**</b>					
Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	27 %	32 %	25 %	27 %	28 %
Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	21 %	24 %	20 %	21 %	22 %
Отношение общего долга к общим активам	18 %	20 %	17 %	18 %	19 %
Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA	1,37	1,83	2,14	2,23	1,49
Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA	0,84	1,11	1,46	1,63	1,16
<b>Коэффициенты ликвидности**</b>					
Коэффициент текущей ликвидности	1,86	1,88	1,68	1,34	1,70
Коэффициент быстрой ликвидности	1,50	1,50	1,31	1,04	1,34
<b>Прочие коэффициенты**</b>					
Коэффициент EV / EBITDA	2,4	2,8	4,2	3,7	2,6
Коэффициент P / E	18,8	4,0	3,6	4,0	2,3
Коэффициент P / S	0,6	0,5	0,6	0,5	0,4

\* 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 31 декабря				
		2014	2015	2016	2017	2018
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	11,4 %	12,9 %	5,4 %	2,5 %	4,3 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	5,9 %	10,7 %	7,4 %	8,4 %	11,7 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	38,60	61,32	66,83	58,31	62,90
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	56,26	72,88	60,66	57,60	69,47
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	50,99	67,99	73,99	66,02	74,11
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	68,34	79,70	63,81	68,87	79,46
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	55,98	35,74	54,94	66,54	50,21
Цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	53,40	33,11	53,27	66,19	51,18
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	98,95	52,39	43,73	54,19	71,31
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	96,94	51,42	42,10	53,06	70,05

\* 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 2018 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				
		2014	2015	2016	2017	2018
Цена за акцию на закрытие торгов на ПАО Московская Биржа						
на конец года	руб.	130,31	136,09	154,55	130,50	153,50
минимальная за год	руб.	117,87	130,90	124,60	115,35	132,20
максимальная за год	руб.	153,25	163,00	168,47	157,97	172,11
Цена за АДР на закрытие торгов на ЛФБ						
на конец года	долл.	4,65	3,69	5,05	4,41	4,43
минимальная за год	долл.	3,73	3,62	3,02	3,85	4,14
максимальная за год	долл.	9,06	6,24	5,27	5,27	5,31
Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» по состоянию на конец года	млн шт.	23 674	23 674	23 674	23 674	23 674
Количество выпущенных обыкновенных акций в собственности дочерних организаций ПАО «Газпром» по состоянию на конец года	млн шт.	723	723	1 573	1 573	1 573
Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» за вычетом акций, находящихся в собственности дочерних организаций ПАО «Газпром», по состоянию на конец года*	млн шт.	22 951	22 951	22 101	22 101	22 101
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	54,8	44,2	60,3	53,6	52,3
изменение к прошлому году	%	-45,1 %	-19,3 %	36,4 %	-11,1 %	-2,4 %
Индекс МосБиржи	пункты	1 397	1 761	2 233	2 110	2 369
изменение к прошлому году	%	-7,1 %	26,1 %	26,8 %	-5,5 %	12,3 %
Индекс РТС	пункты	791	757	1 152	1 154	1 069
изменение к прошлому году	%	-45,2 %	-4,3 %	52,2 %	0,2 %	-7,4 %
Среднедневной объем торгов на ПАО Московская Биржа	млн акций	52,5	32,5	29,9	28,9	26,4
Среднедневной объем торгов на ЛФБ	млн АДР	27,6	16,4	15,9	12,0	9,2
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	7,20	7,89	8,0397	8,04	16,61
Структура акционерного капитала						
Доля, контролируемая Российской Федерацией****						
В лице Федерального агентства 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*****	%	28,05 %	27,83 %	26,86 %	25,20 %	24,13 %
Прочие зарегистрированные лица	%	21,72 %	21,94 %	22,91 %	24,57 %	25,64 %
Всего	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

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

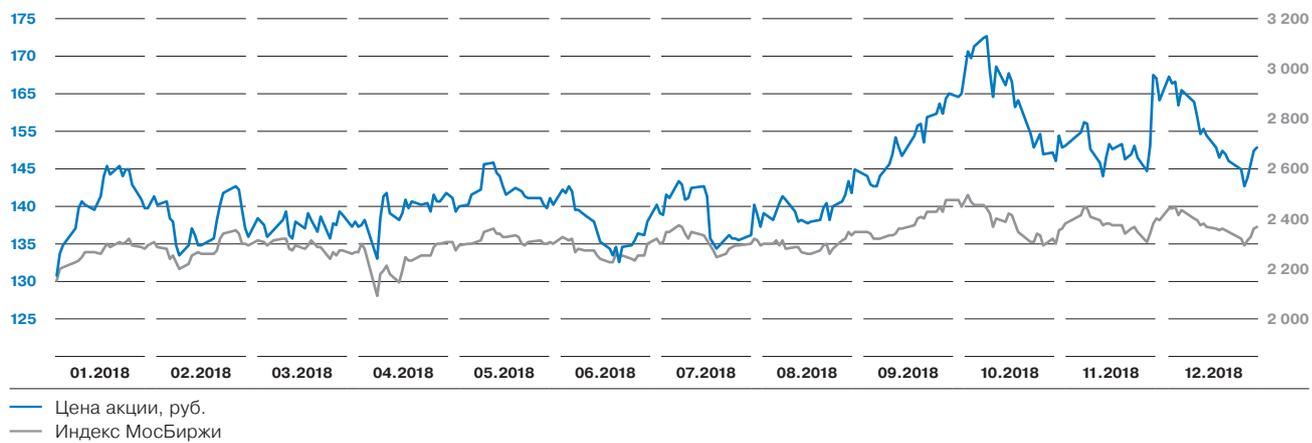
\*\* Рыночная капитализация рассчитана по котировкам ПАО Московская Биржа, конвертирована в доллары.

\*\*\* За 2018 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».

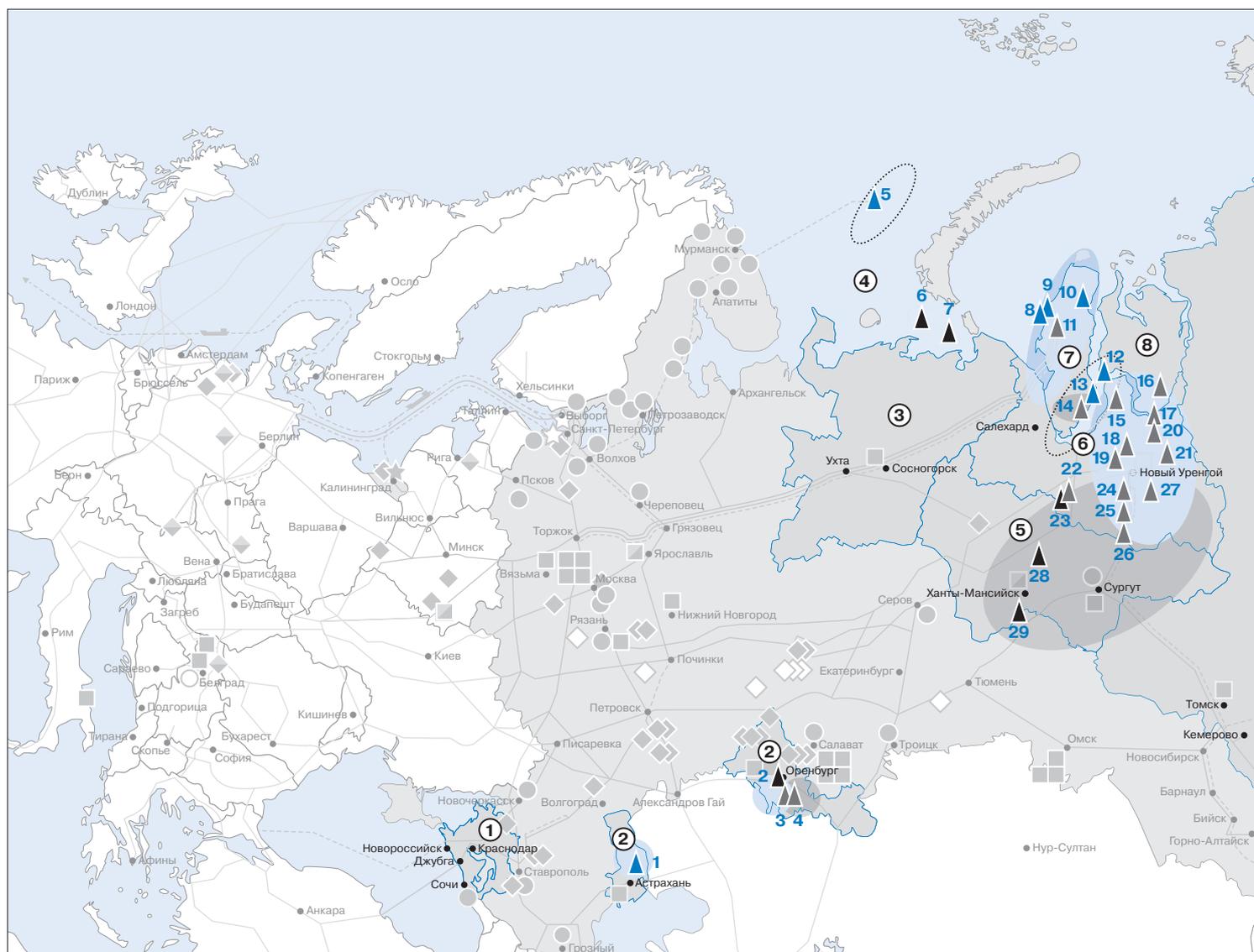
\*\*\*\*\* Банк-эмитент АДР на акции ПАО «Газпром» — The Bank of New York Mellon.

Динамика цены обыкновенных акций ПАО «Газпром» на ПАО Московская Биржа и индекса МосБиржи в 2018 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

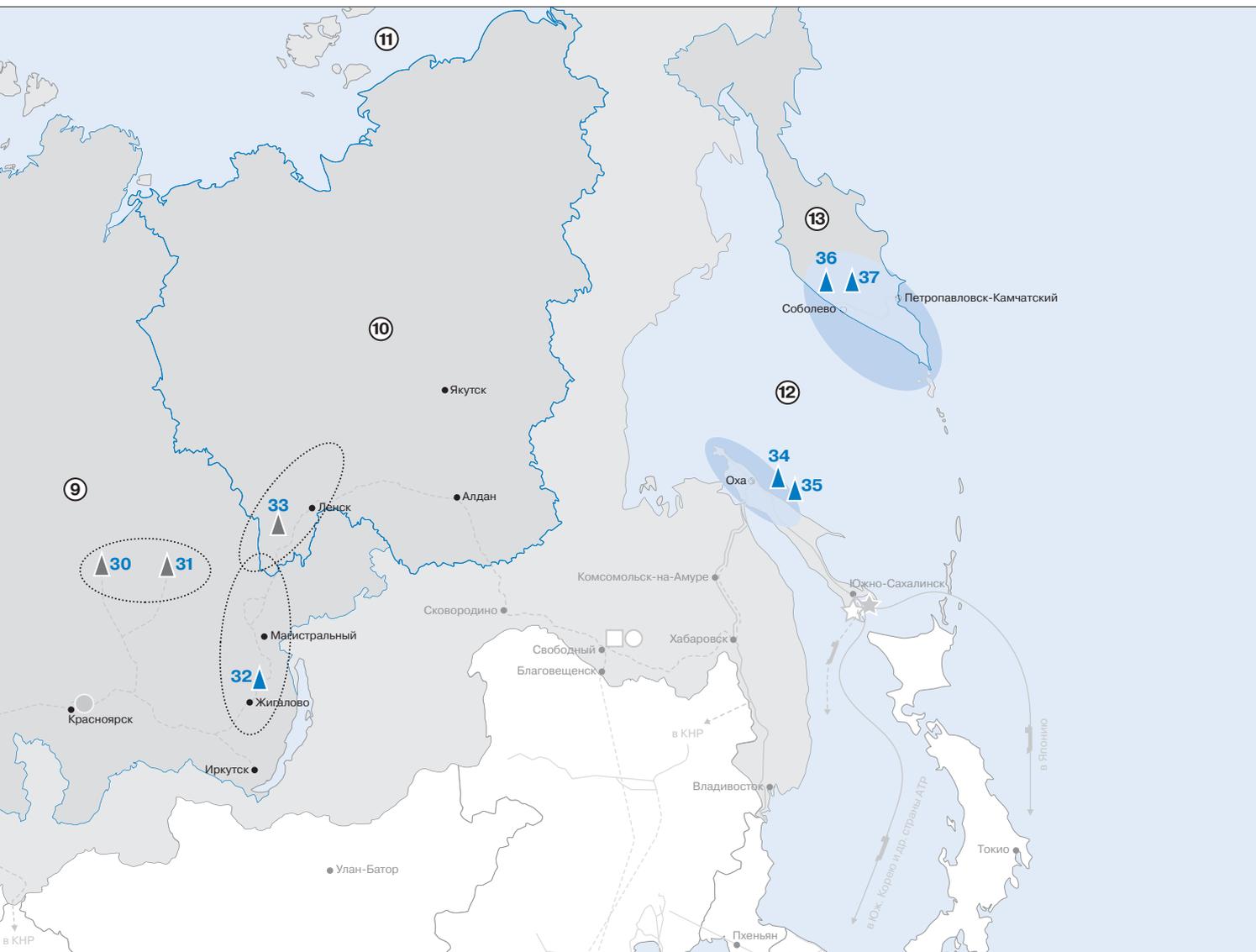


- Действующие центры газодобычи
- Перспективные центры газодобычи
- Действующие центры нефтедобычи
- ▲ Газовые и газоконденсатные месторождения
- ▲ Нефтяные месторождения
- ▲ Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения

## Районы проведения ГРП на углеводороды

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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2018 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-Каменномысское
13	Каменномысское-море

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

27	Еты-Пуровское
28	Приобское
29	Зимнее
30	Куюмбинское*
31	Собинское
32	Ковыктинское
33	Чаяндинское
34	Кириновское
35	Южно-Кириновское
36	Кшукское
37	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), В<sub>1</sub> (разрабатываемые, неразбуренные, ые), В<sub>2</sub> (неразбуренные, оцененные), С<sub>1</sub> (разведанные) и С<sub>2</sub> (оцененные), а также ресурсов — Д<sub>0</sub>, Д<sub>н</sub>, Д<sub>1</sub> и Д<sub>2</sub>.

В корпоративной отчетности будет осуществляться учет запасов по сумме категорий А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>, которые представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям А+В+С<sub>1</sub>. 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 2018 г. в Компании завершена оценка коэффициентов извлечения газа на месторождениях, содержащих 19 % запасов

газа Группы Газпром категорий А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>. 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, подтверждаемое показательными историческими фактами такого возобновления лицензий. Федеральным законом «О недрах» предусмотрено, что владелец лицензии

может подать запрос на продление существующей лицензии, если после окончания первоначального срока ее действия сохраняются извлекаемые запасы, в том случае, если владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

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

### 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Разведанные запасы по российской классификации	36 101,4	36 147,3	36 443,9	35 355,4	35 195,3
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	94 %	94 %	95 %	94 %	93 %
Доказанные	18 894,7	18 791,2	18 596,5	18 253,4	17 890,4
Вероятные	4 616,0	4 913,8	5 258,6	5 893,2	6 364,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 510,7</b>	<b>23 705,0</b>	<b>23 855,1</b>	<b>24 146,6</b>	<b>24 255,1</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	1 447,0	1 499,5	1 534,9	1 595,6	1 604,4
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	92 %	92 %	94 %	93 %	94 %
Доказанные	642,3	699,5	759,2	797,7	759,7
Вероятные	206,3	233,8	259,7	308,0	330,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>848,6</b>	<b>933,3</b>	<b>1 018,9</b>	<b>1 105,7</b>	<b>1 090,2</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	2 053,1	2 082,0	2 078,5	2 045,3	2 015,7
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	91 %	92 %	93 %	94 %	94 %
Доказанные	830,5	792,7	789,5	736,8	712,3
Вероятные	543,9	562,7	589,2	623,2	623,1
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 374,4</b>	<b>1 355,4</b>	<b>1 378,7</b>	<b>1 360,0</b>	<b>1 335,4</b>

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный газ, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	234 298,1	234 596,0	236 520,9	229 456,5	228 417,5
Доказанные	122 626,6	121 954,9	120 691,3	118 464,5	116 108,7
Вероятные	29 957,8	31 890,6	34 128,3	38 246,9	41 306,9
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>152 584,4</b>	<b>153 845,5</b>	<b>154 819,6</b>	<b>156 711,4</b>	<b>157 415,6</b>
<b>Газовый конденсат, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	11 836,5	12 265,9	12 555,5	13 052,0	13 124,0
Доказанные	5 254,0	5 721,9	6 210,3	6 525,2	6 214,3
Вероятные	1 687,5	1 912,5	2 124,3	2 519,4	2 703,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>6 941,5</b>	<b>7 634,4</b>	<b>8 334,6</b>	<b>9 044,6</b>	<b>8 917,8</b>
<b>Нефть, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	15 049,2	15 261,1	15 235,4	14 992,1	14 775,1
Доказанные	6 087,6	5 810,5	5 787,0	5 400,7	5 221,2
Вероятные	3 986,8	4 124,6	4 318,8	4 568,1	4 567,3
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>10 074,4</b>	<b>9 935,1</b>	<b>10 105,9</b>	<b>9 968,8</b>	<b>9 788,5</b>

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	261 183,8	262 123,0	264 311,8	257 500,6	256 316,6
Доказанные	133 968,2	133 487,3	132 688,6	130 390,4	127 544,2
Вероятные	35 632,1	37 927,7	40 571,5	45 334,4	48 577,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>169 600,3</b>	<b>171 415,0</b>	<b>173 260,1</b>	<b>175 724,8</b>	<b>176 121,9</b>

**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. м<sup>3</sup> 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 м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
<b>Запасы на 31.12.2013 г.</b>	<b>35 696,6</b>	<b>1 384,4</b>	<b>2 019,0</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	822,5	114,2	24,7
Передача запасов, разведанных в 2014 г., в нераспределенный фонд недр России** 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
<b>Запасы на 31.12.2014 г.</b>	<b>36 101,4</b>	<b>1 447,0</b>	<b>2 053,1</b>
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

	Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
<b>Запасы на 31.12.2015 г.</b>	<b>36 147,3</b>	<b>1 499,5</b>	<b>2 082,0</b>
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
<b>Запасы на 31.12.2016 г.</b>	<b>36 443,9</b>	<b>1 534,9</b>	<b>2 078,5</b>
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
<b>Запасы на 31.12.2017 г.</b>	<b>35 355,4</b>	<b>1 595,6</b>	<b>2 045,3</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	796,6	21,8	19,4
Передача запасов, разведанных в 2018 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-409,3	-0,6	-5,7
Получение лицензий, в т. ч.:	-	-	0,8
по факту открытия***	-	-	0,8
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-	-	-
Приобретение активов	-	-	0,1
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	-49,6	0,1	3,1
Добыча (включая потери)	-497,8****	-12,5	-47,3
<b>Запасы на 31.12.2018 г.</b>	<b>35 195,3</b>	<b>1 604,4</b>	<b>2 015,7</b>

\* Изменение запасов газового конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C<sub>5+</sub>). Объем добычи нестабильного газового конденсата Группой Газпром приведен в разделе «Добыча».

\*\* В соответствии с законодательством России недропользователь не имеет безусловного права на разработку запасов, обнаруженных им на участках лицензий с целью геологического изучения и за пределами лицензионных участков. Такие запасы передаются в нераспределенный фонд недр Российской Федерации. В дальнейшем недропользователь имеет преимущественное право на получение лицензии на их разработку.

\*\*\* Включает полученные лицензии на разработку запасов, разведанных Группой в предыдущие годы.

\*\*\*\* Исключая растворенный газ.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Группа Газпром</b>					
Месторождения	1	2	2	4	3
Залежи на ранее открытых месторождениях	37	22	15	47	12
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Месторождения	–	–	–	1	1
Залежи на ранее открытых месторождениях	2	6	3	5	3

### 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
2014	Восточно-Имбинское	Г	Красноярский край
2015	Падинское	ГК	ЯНО
	Нарыкско-Осташкинское	Метаноугольное	Кемеровская область
2016	Западно-Чатылькинское	Н	ЯНО
	Новосамарское	Н	Оренбургская область
2017	Южно-Лунское	ГК	Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море
	Салаирское	ГК	Красноярский край
	Имени А. Жагина	Н	ХМАО — Югра
	Новозаринское	Н	Оренбургская область
2018	Нептун	Н	Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море
	Тритон	Н	Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море
	Ближневопортовское	Г	ЯНО

\* 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 восполнения 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный газ	1,86	1,27	1,10	1,82	1,60
Газовый конденсат	10,88	6,12	3,25	7,97	1,74
Нефть	0,57	0,47	0,41	0,07	0,41
<b>Всего</b>	<b>1,95</b>	<b>1,32</b>	<b>1,08</b>	<b>1,81</b>	<b>1,49</b>

### 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный газ	82	87	87	75	71
Нефть	47	47	44	43	43

### Запасы природного газа Группы Газпром по стандартам PRMS на территории Российской Федерации, млрд м<sup>3</sup>

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества</b>					
Доказанные	18 023,7	17 942,5	17 780,9	17 429,6	17 075,8
Вероятные	4 303,7	4 587,6	4 930,2	5 536,8	6 007,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>22 327,4</b>	<b>22 530,1</b>	<b>22 711,1</b>	<b>22 966,4</b>	<b>23 083,3</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	223,5	239,5	243,0	288,2	322,3
Вероятные	168,3	182,1	183,0	210,5	212,2
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>391,8</b>	<b>421,6</b>	<b>426,0</b>	<b>498,7</b>	<b>534,5</b>
<b>ЗАО «Пургаз»</b>					
Доказанные	145,0	132,3	120,6	109,7	92,0
Вероятные	12,9	12,9	12,9	12,9	12,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>157,9</b>	<b>145,2</b>	<b>133,5</b>	<b>122,6</b>	<b>104,7</b>
<b>ОАО «Севернефтегазпром»</b>					
Доказанные	484,9	459,8	434,6	409,9	384,8
Вероятные	125,7	125,7	125,7	125,5	125,4
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>610,6</b>	<b>585,5</b>	<b>560,3</b>	<b>535,4</b>	<b>510,2</b>
<b>Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	18 877,1	18 774,1	18 579,1	18 237,4	17 874,9
Вероятные	4 610,6	4 908,3	5 251,8	5 885,7	6 357,8
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 487,7</b>	<b>23 682,4</b>	<b>23 830,9</b>	<b>24 123,1</b>	<b>24 232,7</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, принадлежащей на Группу Газпром</b>					
Доказанные	17,6	17,1	17,4	16,0	15,5
Вероятные	5,4	5,5	6,8	7,5	6,9
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23,0</b>	<b>22,6</b>	<b>24,2</b>	<b>23,5</b>	<b>22,4</b>
<b>Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	18 894,7	18 791,2	18 596,5	18 253,4	17 890,4
Вероятные	4 616,0	4 913,8	5 258,6	5 893,2	6 364,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 510,7</b>	<b>23 705,0</b>	<b>23 855,1</b>	<b>24 146,6</b>	<b>24 255,1</b>

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества</b>					
Доказанные	637,3	691,9	751,7	788,9	748,5
Вероятные	202,8	230,2	257,0	303,5	327,2
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>840,1</b>	<b>922,1</b>	<b>1 008,7</b>	<b>1 092,4</b>	<b>1 075,7</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	5,0	7,6	7,5	8,8	11,2
Вероятные	3,5	3,6	2,7	4,5	3,3
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>8,5</b>	<b>11,2</b>	<b>10,2</b>	<b>13,3</b>	<b>14,5</b>
<b>Всего</b>					
Доказанные	642,3	699,5	759,2	797,7	759,7
Вероятные	206,3	233,8	259,7	308,0	330,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>848,6</b>	<b>933,3</b>	<b>1 018,9</b>	<b>1 105,7</b>	<b>1 090,2</b>

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества</b>					
Доказанные	55,6	44,7	44,6	16,5	17,2
Вероятные	45,9	35,0	35,0	46,5	46,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>101,5</b>	<b>79,7</b>	<b>79,6</b>	<b>63,0</b>	<b>63,9</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	675,9	655,6	652,8	630,8	611,1
Вероятные	432,8	458,7	486,1	507,4	507,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 108,7</b>	<b>1 114,3</b>	<b>1 138,9</b>	<b>1 138,2</b>	<b>1 118,8</b>
<b>Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	731,5	700,3	697,4	647,3	628,3
Вероятные	478,7	493,7	521,1	553,9	554,4
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 210,2</b>	<b>1 194,0</b>	<b>1 218,5</b>	<b>1 201,2</b>	<b>1 182,7</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, принадлежащей на Группу Газпром</b>					
Доказанные	99,1	92,4	92,1	89,5	84,0
Вероятные	65,1	69,0	68,1	69,3	68,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>164,2</b>	<b>161,4</b>	<b>160,2</b>	<b>158,8</b>	<b>152,7</b>

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	830,5	792,7	789,5	736,8	712,3
Вероятные	543,9	562,7	589,2	623,2	623,1
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 374,4</b>	<b>1 355,4</b>	<b>1 378,7</b>	<b>1 360,0</b>	<b>1 335,4</b>

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный газ, млрд м³</b>					
Уральский ФО	22 032,2	21 613,5	21 309,0	20 302,6	19 735,7
Северо-Западный ФО	85,8	85,1	307,3	319,3	318,6
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 997,4	2 985,3	2 973,1	2 961,1	2 948,2
Приволжский ФО	684,1	663,5	648,9	640,7	626,9
Сибирский ФО	1 936,7	1 971,6	2 103,3	2 102,1	2 094,2
Дальневосточный ФО	1 197,2	1 402,1	1 488,3	1 420,1	1 415,8
Континентальный шельф Российской Федерации	7 168,0	7 426,2	7 614,0	7 609,5	8 055,9
<b>Всего</b>	<b>36 101,4</b>	<b>36 147,3</b>	<b>36 443,9</b>	<b>35 355,4</b>	<b>35 195,3</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	675,7	695,2	690,6	750,0	744,1
Северо-Западный ФО	20,5	20,5	31,3	33,1	33,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	447,5	444,7	441,9	439,0	436,0
Приволжский ФО	56,5	56,0	55,7	55,6	55,3
Сибирский ФО	92,6	92,3	97,0	96,9	96,0
Дальневосточный ФО	27,3	29,6	30,5	29,4	29,3
Континентальный шельф Российской Федерации	126,9	161,2	187,9	191,6	210,7
<b>Всего</b>	<b>1 447,0</b>	<b>1 499,5</b>	<b>1 534,9</b>	<b>1 595,6</b>	<b>1 604,4</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	1 560,1	1 541,6	1 531,3	1 494,3	1 471,2
Северо-Западный ФО	4,8	5,6	19,8	20,3	20,3
Южный и Северо-Кавказский ФО	7,9	8,0	7,9	7,8	7,7
Приволжский ФО	159,9	200,2	202,5	228,1	227,7
Сибирский ФО	198,9	205,0	201,3	199,6	187,4
Дальневосточный ФО	57,6	58,4	54,6	36,8	36,8
Континентальный шельф Российской Федерации	63,9	63,2	61,1	58,4	64,6
<b>Всего</b>	<b>2 053,1</b>	<b>2 082,0</b>	<b>2 078,5</b>	<b>2 045,3</b>	<b>2 015,7</b>

**Примечание.** До 2016 г. запасы углеводородов приведены по категориям A+B+C<sub>1</sub>, начиная с оценки по состоянию на 31 декабря 2016 г. — по категориям A+B<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>. 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+B<sub>1</sub>+C<sub>1</sub> представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям A+B+C<sub>1</sub>.

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	971,7	1 035,5	999,1	1 003,8	1 146,7
Газовый конденсат, млн т	97,0	112,1	104,5	100,8	110,1
Нефть, млн т	575,4	566,9	571,5	578,3	592,0

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный газ, млн барр. н. э.	6 306,3	6 720,4	6 484,2	6 514,7	7 442,1
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	793,5	917,0	854,8	824,5	900,6
Нефть, млн барр. н. э.	4 217,7	4 155,4	4 189,1	4 238,9	4 339,4
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>11 317,5</b>	<b>11 792,8</b>	<b>11 528,1</b>	<b>11 578,1</b>	<b>12 682,1</b>

**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. м<sup>3</sup> природного газа = 6,49 барр. н. э.

## Лицензии

### Площадь лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2018 г., тыс. км<sup>2</sup>

Тип лицензии*	Уральский ФО	Северо-Западный ФО	Южный и Северо-Кавказский ФО	Приволжский ФО	Сибирский ФО	Дальневосточный ФО	Континентальный шельф Российской Федерации
<b>Группа Газпром</b>							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	25,9	–	2,8	4,5	51,4	–	319,3
С целью разведки и добычи (НЭ)	67,5	1,5	5,4	3,0	20,9	12,6	11,8
С целью геологического изучения недр (НП)	21,9	–	0,3	2,5	7,1	0,9	–
<b>Всего</b>	<b>115,3</b>	<b>1,5</b>	<b>8,5</b>	<b>10,0</b>	<b>79,4</b>	<b>13,5</b>	<b>331,1</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	–	–	–	–	–	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	4,1	–	–	–	18,9	–	–
С целью геологического изучения недр (НП)	0,1	–	–	–	–	–	–
<b>Всего</b>	<b>4,2</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>18,9</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

\* Категории лицензий указаны в соответствии с российским законодательством.

### Лицензии на основные месторождения углеводородов по состоянию на 31 декабря 2018 г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы*, %	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
<b>Группа Газпром</b>						
<b>Западная Сибирь (Уральский ФО)</b>						
Уренгойское	1978	ООО «Газпром добыча Уренгой»	100 %	НГК	НЭ	2038
Северо-Уренгойское	1987			НГК	НЭ	2030
Ен-Яхинское	1985			НГК	НЭ	2038
Песцовое	2004			НГК	НЭ	2041
Ямбургское	1991	ООО «Газпром добыча Ямбург»	100 %	НГК	НЭ	2054
Заполярье	2001			НГК	НЭ	2114
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	2016	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 «Заполярье»*****	100 %	НГК	НЭ	2090		
Вынгапуровское (ЯНАО)	1982			НГК	НЭ	2113		
<b>Юг России (Южный ФО)</b>								
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2019		
Западно-Астраханское	–			ГК	НР	2029		
<b>Южный Урал (Приволжский ФО)</b>								
Оренбургское	1974	ООО «Газпром добыча Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2038		
Восточный участок Оренбургского НГКМ	1994	ООО «Газпромнефть-Оренбург»	100 %	НГК	НЭ	2138		
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)</b>								
Чаяндинское	–	ПАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028		
Ковыктинское (включая Хандинскую площадь)	–			ГК	НЭ	2037		
Тас-Юряхское	–			НГК	НЭ	2031		
Соболох-Неджелинское	–			ГК	НЭ	2031		
Часть Среднетюнгского месторождения	–			ГК	НЭ	2031		
Верхневилучанское	–			НГК	НЭ	2031		
Чиканское	–			ГК	НЭ	2028		
Собинское	–			ООО «Газпром добыча Краснодар»	100 %	НГК	НР	2028

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы*, %	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
<b>Континентальный шельф Российской Федерации</b>						
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
Приразломное	2013	ООО «Газпром нефть шельф»	100 %	Н	НЭ	2043
Долгинское	–			Н	НЭ	2035
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>						
<b>Западная Сибирь (Уральский ФО)</b>						
Западно-Салымское	2004	Salym Petroleum Development N.V.	50 %	Н	НЭ	2130
Советское (ХМАО — Югра)	1966	АО «Томскнефть» ВНК	50 %	Н	НЭ	2145
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)</b>						
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
<b>Ассоциированные организации и совместные предприятия</b>						
<b>Западная Сибирь (Уральский ФО)</b>						
Восточно-Мессояхское	2016	АО «Мессояханефтегаз»	50 %	НГК	НР	2140
Западно-Мессояхское	–			НГ	НР	2027
Северо-Парусовое	–	ООО «РусГазАльянс»*****	50 %	НГК	НЭ	2027
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО)</b>						
Куюмбинское	2018	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 — газоконденсатное, Г — газовое, Н — нефтяное.

\*\*\* В соответствии с российским законодательством существует несколько типов лицензий для изучения, геологоразведки и добычи природных ресурсов: лицензии на геологическое изучение — НГ, 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.

\*\*\*\*\* 28 декабря 2018 г. реорганизовано путем присоединения к АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

\*\*\*\*\* Показатели организации не включены в консолидированную финансовую отчетность по МСФО за 2018 г. в связи с их несущественностью.

## 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	444,90	419,52	420,13	472,05	498,68
Газовый конденсат, млн т	14,49	15,34	15,85	15,94	15,93
Нефть, млн т	43,53	44,04	47,15	48,63	48,28

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	2 887,40	2 722,68	2 726,64	3 063,60	3 236,43
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	118,53	125,48	129,65	130,39	130,31
Нефть, млн барр. н. э.	319,07	322,81	345,61	356,46	353,89
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>3 325,00</b>	<b>3 170,97</b>	<b>3 201,91</b>	<b>3 550,45</b>	<b>3 720,63</b>

**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. м<sup>3</sup> 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ, млн м <sup>3</sup> / сут.	1 218,9	1 149,4	1 147,9	1 293,3	1 366,2
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	39,7	42,0	43,3	43,7	43,7
Нефть, тыс. т / сут.	119,3	120,7	128,8	133,2	132,3

### 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	393,73	368,20	368,60	419,72	444,99
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	11,86	12,53	13,64	15,40	17,84
ЗАО «Пургаз»	13,25	12,70	11,74	10,82	9,64
ОАО «Севернефтегазпром»	25,04	25,05	25,12	25,04	25,13
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>443,88</b>	<b>418,48</b>	<b>419,10</b>	<b>470,98</b>	<b>497,60</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	1,02	1,04	1,03	1,07	1,08
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>444,90</b>	<b>419,52</b>	<b>420,13</b>	<b>472,05</b>	<b>498,68</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	14,47	15,31	15,83	15,92	15,90
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
<b>Всего</b>	<b>14,49</b>	<b>15,34</b>	<b>15,85</b>	<b>15,94</b>	<b>15,93</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,73	1,74	1,55	1,50	1,45
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	33,56	34,30	37,74	39,48	39,46
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>35,29</b>	<b>36,04</b>	<b>39,29</b>	<b>40,98</b>	<b>40,91</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	8,24	8,00	7,86	7,65	7,37
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>43,53</b>	<b>44,04</b>	<b>47,15</b>	<b>48,63</b>	<b>48,28</b>

\* С учетом объемов добычи ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ОАО «Томскгазпром». Также учтены объемы добычи АО «Газпром газораспределение Элиста», ООО «Газпром добыча Иркутск» и ООО «Сервиснефтегаз», финансовые показатели которых в связи с их незначительностью не включаются в консолидированную финансовую отчетность Группы Газпром по МСФО.

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Уральский ФО	409,96	385,18	385,46	437,56	464,36
Северо-Западный ФО	2,25	2,14	2,06	2,02	1,89
Южный и Северо-Кавказский ФО	11,24	11,15	11,28	11,58	11,94
Приволжский ФО	16,73	16,22	15,65	14,95	14,40
Сибирский ФО	4,23	3,82	4,55	4,88	4,91
Дальневосточный ФО	0,39	0,40	0,41	0,43	0,45
Континентальный шельф Российской Федерации	0,10	0,61	0,72	0,63	0,73
<b>Всего</b>	<b>444,90</b>	<b>419,52</b>	<b>420,13</b>	<b>472,05</b>	<b>498,68</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	10,30	11,14	11,59	11,51	11,38
Северо-Западный ФО	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Южный и Северо-Кавказский ФО	3,56	3,51	3,56	3,68	3,81
Приволжский ФО	0,16	0,15	0,14	0,12	0,12
Сибирский ФО	0,31	0,31	0,31	0,39	0,37
Дальневосточный ФО	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Континентальный шельф Российской Федерации	0,02	0,10	0,12	0,11	0,11
<b>Всего</b>	<b>14,49</b>	<b>15,34</b>	<b>15,85</b>	<b>15,94</b>	<b>15,93</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	32,83	32,39	34,45	35,71	36,82
Северо-Западный ФО	0,03	0,04	0,03	0,02	0,02
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,11	0,09	0,09	0,09	0,08
Приволжский ФО	2,46	2,76	2,85	2,85	2,79
Сибирский ФО	7,84	7,87	7,58	7,32	5,38
Дальневосточный ФО	–	0,00	–	0,00	0,00
Континентальный шельф Российской Федерации	0,26	0,89	2,15	2,64	3,19
<b>Всего</b>	<b>43,53</b>	<b>44,04</b>	<b>47,15</b>	<b>48,63</b>	<b>48,28</b>

## Полезное использование ПНГ Группой Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Использование ПНГ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	1,42	1,87	1,79	1,64	1,57
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	6,13	6,51	7,63	8,71	11,29
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>7,55</b>	<b>8,38</b>	<b>9,42</b>	<b>10,35</b>	<b>12,86</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	1,02	1,05	1,03	1,07	1,08
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>8,58</b>	<b>9,43</b>	<b>10,45</b>	<b>11,42</b>	<b>13,94</b>
<b>Уровень полезного использования ПНГ, %</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	93,5	95,6	97,8	98,4	98,1
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	80,5	79,6	79,2	76,2	78,4
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>82,7</b>	<b>82,7</b>	<b>82,2</b>	<b>79,0</b>	<b>80,4</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	90,0	89,9	87,2	88,9	91,6
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>83,5</b>	<b>83,5</b>	<b>82,7</b>	<b>79,8</b>	<b>81,8</b>

\* С учетом объема добычи ОАО «Томскгазпром». Также учтен объем добычи ООО «Сервиснефтегаз», финансовые показатели которого в связи с их несущественностью не включаются в консолидированную финансовую отчетность Группы Газпром по МСФО.

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

### Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	18,2	25,5	27,2	27,0	26,9
Газовый конденсат, млн т	2,3	4,7	5,2	5,0	4,9
Нефть, млн т	10,0	9,6	9,9	10,9	11,2

### Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	118,1	165,5	176,5	175,2	174,7
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	18,8	38,4	42,5	40,9	39,8
Нефть, млн барр. н. э.	73,3	70,4	72,6	79,9	82,3
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>210,2</b>	<b>274,3</b>	<b>291,6</b>	<b>296,0</b>	<b>296,8</b>

**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. м<sup>3</sup> природного газа = 6,49 барр. н. э.

## Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промышленные мощности

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Разведочное бурение, тыс. м	165,4	143,6	111,6	85,9	157,6
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	41	43	40	36	25
в т. ч. продуктивные	31	38	34	31	20
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	6,6	0,3	1,1	–	5,7
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	12,6	20,0	20,6	18,7	9,5
Прирост запасов углеводородов, млн барр. н. э.	6 435,6	4 153,0	3 404,0	6 337,1	5 440,6
Эффективность бурения, тыс. барр. н. э. / м	38,9	28,9	30,5	73,8	34,5

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Разведочное бурение, тыс. м	13,1	3,2	7,4	12,8	28,7
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	4	1	2	4	8
в т. ч. продуктивные	3	1	1	4	5
Сейсморазведка 2D, пог. км	–	–	–	–	–
Сейсморазведка 3D, км <sup>2</sup>	494	459	130	200	474

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.</b>					
на газ	38	73	64	116	114
на нефть	832	802	725	660	545
на ПХГ	22	27	13	4	9
<b>Всего</b>	<b>892</b>	<b>902</b>	<b>802</b>	<b>780</b>	<b>668</b>
<b>Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м</b>					
на газ	125,6	153,2	227,2	240,8	304,4
на нефть	2 948,5	3 163,0	2 735,8	2 559,5	2 202,6
на ПХГ	27,6	47,5	23,7	13,6	19,4
<b>Всего</b>	<b>3 101,7</b>	<b>3 363,7</b>	<b>2 986,7</b>	<b>2 813,9</b>	<b>2 526,4</b>

### Эксплуатационное бурение организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Эксплуатационные скважины на нефть, законченные строительством, ед.	188	206	231	236	208
Объем проходки в эксплуатационном бурении на нефть, тыс. м	694	789	785	784	749

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Месторождения в промышленной разработке, ед.	126	135	136	136	138
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 816	7 881	7 916	7 945	7 976
действующие	7 293	7 358	7 441	7 438	7 418
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	8 218	9 058	9 316	7 944	9 106
действующие	7 604	8 461	8 681	7 358	8 489
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	171	170	171	169	170
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м <sup>3</sup> в год	1 119,7	1 119,7	1 119,7	1 127,9	1 166,2
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	52	53	58	60	62
Установленная мощность ДКС, МВт	5 265,4	5 080,3	5 669,8	5 865,9	6 135,3

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Месторождения в промышленной разработке, ед.	39	41	42	41	38
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	8	7	7	7	4
действующие	1	3	3	1	4
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	3 635	3 768	3 733	3 810	3 866
действующие	3 086	3 163	3 379	3 472	3 534

# 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 31.12.2018 г.)
<b>Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)</b>					
Надымский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО на площади Медвежьего месторождения.	2,7 млрд м <sup>3</sup> газа	2011 г.	2021–2022 гг.	На месторождении ведется добыча газа из апт-альбских залежей. По объекту «Обустройство берриас-валанжинских отложений Ныдинского участка Медвежьего НГКМ» решением ПАО «Газпром» утверждена проектная документация.
Уренгойское (ачимовские залежи)	Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков.				
	Участок 1	9,6 млрд м <sup>3</sup> газа и 2,95 млн т нестабильного конденсата	2008 г.	2021–2023 гг.	Ведется освоение, оператор — АО «Ачимгаз» (СП с компанией Wintershall Dea GmbH*).
	Участок 2	12,33 млрд м <sup>3</sup> газа и 3,36 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. Выполняются строительно-монтажные работы.
	Участки 4–5	15,5 млрд м <sup>3</sup> 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. Рабочая документация разработана в полном объеме. Начато освоение по участку 4 (2-й этап). Проектная документация передана оператору — ООО «Ачим Девелопмент» (СП с компанией Wintershall Dea GmbH). В октябре 2018 г. между ПАО «Газпром» и OMV AG подписано основополагающее соглашение о продаже активов, предусматривающее приобретение компанией OMV AG доли в проекте в размере 24,98 %. В результате сделки доля Группы Газпром снизится до 50,01 %, доля Wintershall Dea GmbH сохранится на уровне 25,01 %. Финальное соглашение по сделке стороны планируют заключить в 2019 г.

\* До 2019 г. — Wintershall Holding GmbH.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
<b>Полуостров Ямал и прилегающие акватории</b>					
Бованенковское месторождение сеноман-аптские залежи	Самое крупное по разведанным запасам месторождение полуострова Ямал, расположенное в центральной части и наиболее изученное.	115 млрд м <sup>3</sup> газа	2012 г.	2021 г.	Организованы мероприятия и осуществлен пробный вывод Бованенковского НГКМ на максимальный уровень среднесуточной добычи газа — 317 млн м <sup>3</sup> в сутки. Это стало возможно благодаря вводу в эксплуатацию УКПГ производительною 30 млрд м <sup>3</sup> в год и ДКС мощностью 125 МВт (1-я очередь) на ГП-3 Бованенковского НГКМ, а также 83 газовых скважин. Продолжаются работы по строительству ДКС 2-й очереди УКПГ-3 мощностью 80 МВт и по подключению скважин. Ведется доразведка месторождения.
неоком-юрские залежи		25 млрд м <sup>3</sup> газа	2025–2027 гг.	2030–2032 гг.	
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. В 2018 г. ледокольные суда сопровождения «Андрей Вилькицкий» и «Александр Санников» вошли в состав арктического флота, также были введены объекты 2-й очереди КС с УКПГ. Утверждены основные технические решения по обустройству северной части Новопортовского месторождения, получены результаты опытно-промышленных работ. Утверждены основные технические параметры газопровода внешнего транспорта через акваторию Обской губы, начато проектирование.
<b>Поволжье</b>					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовую уровень добычи в 50–60 млрд м <sup>3</sup> . Добыча сдерживается на уровне 12 млрд м <sup>3</sup> 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.
<b>Волго-Уральский регион</b>					
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. В 2018 г. введены объекты 1-й очереди КС ТЛ-4.
<b>Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации</b>					
Приразломное	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Печорском море в 55 км от поселка Варандей, в 240 км от речного порта Нарьян-Мар (р. Печора) и в 980 км от морского порта Мурманск. Глубина моря в пределах площади месторождения не превышает 17–20 м.	4,8 млн т нефти	2013 г.	2024 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Всего проект освоения месторождения предусматривает ввод в эксплуатацию 32 скважин.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Чаяндинское	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25 млрд м <sup>3</sup> газа 1,9 млн т нефти	2019 г. 2014 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию)	2024 г. Будет уточнен по результатам периода опытно-промышленной разработки.	Продолжаются полномасштабные работы на площадках УКПГ и установки подготовки нефти, строятся газосборные коллекторы, объекты энергоснабжения, ведется монтаж основного технологического оборудования. Выполнено строительство речного грузового причала в п. Пеледуй, полигона твердых бытовых и промышленных отходов, канализационных очистных сооружений УКПГ-3, площадки водозаборных сооружений УКПГ-3 и линий ВЛ-10 кВ, подходящих к ним. Завершено бурение 148 газовых и 8 нефтяных скважин. На площадке УПГ-102 Ковытинского месторождения проведен ряд ресурсных и полномасштабных испытаний мембранных элементов и мембранного оборудования для нужд Чаяндинского ГКМ с целью использования в структуре установки мембранного выделения гелиевого концентрата.
<b>Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море</b>					
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 м <sup>3</sup> газа	2014 г.	2021–2023 гг.	На месторождении ведется добыча газа и эксплуатационное бурение. Проектная документация по объектам расширения Кириновского ГКМ утверждена решением ПАО «Газпром».

**Примечание.** Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут изменяться 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 31.12.2018 г.)
<b>Полуостров Ямал и прилегающие акватории</b>					
Харасавэйское	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность Бованенковского месторождения.				Планируется утверждение Дополнения к технологической схеме разработки месторождения. Документы переданы в Центральную комиссию по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Роснедр.
сеноман-аптские залежи		32 млрд м <sup>3</sup> газа	2023 г.	2025 г.	Проектная документация по объектам «Обустройство сеноман-аптских залежей Харасавэйского ГКМ» и «Обустройство сеноман-аптских залежей Харасавэйского ГКМ». Газопровод подключения Харасавэйского ГКМ» утверждена решением ПАО «Газпром». Ведется подготовка к началу строительно-монтажных работ.
неоком-юрские залежи		18 млрд м <sup>3</sup> газа	2027–2029 гг.	2029–2031 гг.	Ведется доразведка месторождения.
Круженштерское	Входит в Бованенковскую группу месторождений	33 млрд м <sup>3</sup> газа	2025–2028 гг.	2029–2033 гг.	Ведется доразведка месторождения. Выполняется корректировка проекта разработки.
<b>Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации</b>					
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 м <sup>3</sup> с возможностью увеличения до 95 млрд м <sup>3</sup>	Будут определены по результатам корректировки Обоснования инвестиций.		Осуществляется корректировка Обоснования инвестиций в комплексное освоение Штокмановского ГКМ.
<b>Обская и Тазовская губы</b>					
Северо-Каменномысское	Месторождения расположены в средней части акватории Обской губы в ЯНАО и определены первоочередными объектами освоения месторождений акватории Обской и Тазовской губ.	14,5 млрд м <sup>3</sup> газа	2027–2029 гг.	2032–2033 гг.	Утверждены задание на проектирование и технические требования. Начало проектирование обустройства месторождения.
Каменномысское-море		15,1 млрд м <sup>3</sup> газа	2025 г.	2027–2029 гг.	Проектирование обустройства месторождения завершено. Проектная документация проходит необходимые экспертизы.
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области.	25 млрд м <sup>3</sup> газа	2022 г.	2025 г.	Месторождение находится в завершающей стадии опытно-промышленной эксплуатации. Начаты работы по обустройству и мобилизации буровых установок для строительства скважин. Ведутся ГРП, проводятся исследования добычных возможностей имеющегося фонда эксплуатационных скважин.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
<b>Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море</b>					
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 м <sup>3</sup> газа	2023 г.	2029–2032 гг.	Осуществляется подготовка к вводу в разработку; завершены морские и сухопутные инженерные изыскания, завершается доработка запасов углеводородов, ведется разработка проектной документации для 1-го этапа обустройства месторождения (обустройство пусковых скважин) и бурения эксплуатационных скважин.

**Примечание.** Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

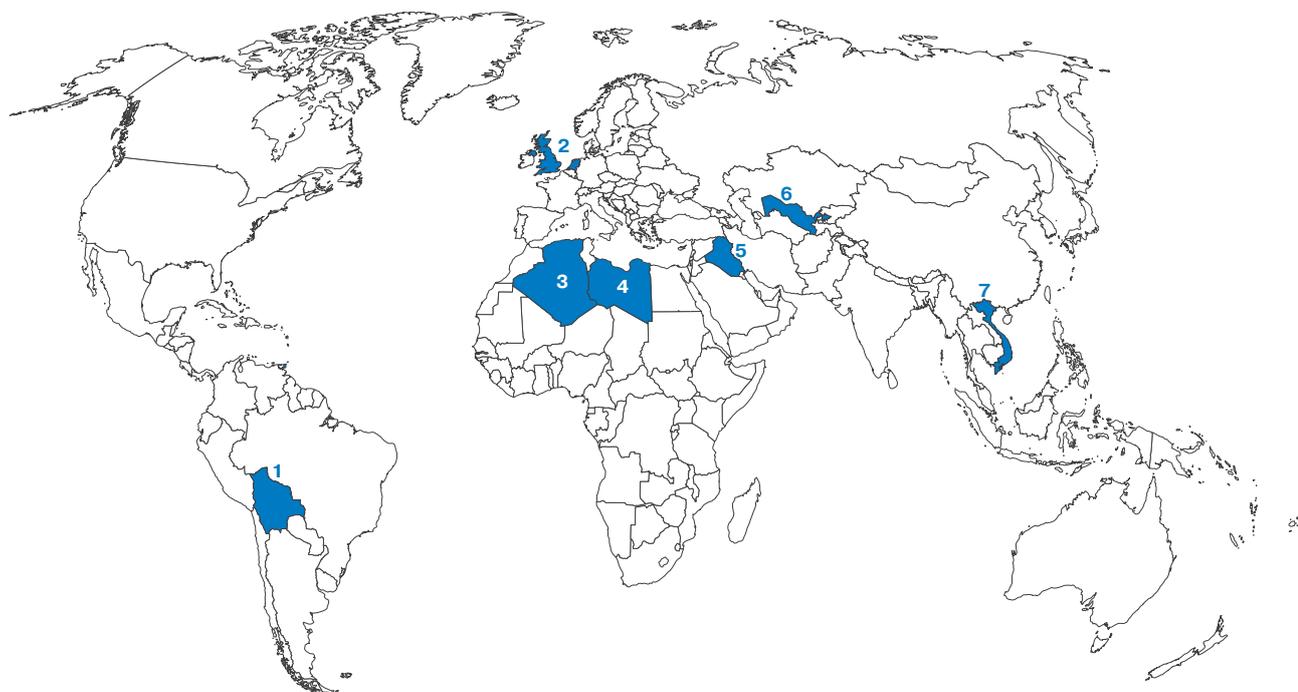
### Месторождения совместных предприятий Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Партнер	Проектная мощность	Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
<b>Гыданский полуостров</b>						
Восточно-Мессояхское	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. Начаты строительно-монтажные работы по инфраструктурным объектам утилизации ПНГ путем обратной закачки газа в пласт.
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>						
Куломбинское	Расположено в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Район характеризуется труднодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия.	ПАО «НК «Роснефть»	10,7 млн т нефти	2018 г.	2032 г.	Месторождение введено в промышленную эксплуатацию: запущен центральный пункт сбора нефти. Произведен пересмотр проектной документации, выделены первоочередные зоны бурения.

**Примечание.** Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут изменяться 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



<b>1</b> Боливия	<b>2</b> Великобритания и Нидерланды	<b>3</b> Алжир	<b>4</b> Ливия
 Лицензионный блок Асеро	 Месторождения Винчелси, Силлиманит	 Лицензионный участок Эль-Ассель	 Лицензионные участки № 19 и № 64
 Лицензионные блоки Ипати, Акио	 Месторождение Вингейт		
<b>5</b> Ирак	<b>6</b> Узбекистан	<b>7</b> Вьетнам	
 Месторождение Бадра, блок Гармиан (Курдистан)	 Месторождение Джел	 Блоки № 112 (с учетом расширения), № 129–132	
 Блок Шакал (Курдистан)	 Месторождение Шапахты	 Месторождения Мок Тинь и Хай Тхать на шельфе Южно-Китайского моря	
 Поиск и разведка углеводородов			
 Добыча нефти			
 Добыча газа и газового конденсата			

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2018 г.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Разведочное бурение, тыс. м	17,6	28,3	9,7	18,4	21,9
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	5	4	8	8	10
в т. ч. продуктивные	4	2	7	5	9
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	–	–	1,5	–	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	1,7	1,4	0,8	1,2	1,1

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Разрабатываемые месторождения, ед.	47	53	47	48	47
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	235	168	172	163	243
в т. ч. действующие	96	74	81	81	126
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	904	963	931	946	887
в т. ч. действующие	623	661	681	737	734

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.</b>					
на газ	3	–	2	–	4
на нефть	46	35	38	51	46
<b>Всего</b>	<b>49</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>51</b>	<b>50</b>
<b>Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м</b>					
на газ	7,9	–	1,6	2,1	5,0
на нефть	86,0	75,0	40,9	67,5	61,5
<b>Всего</b>	<b>93,9</b>	<b>75,0</b>	<b>42,5</b>	<b>69,6</b>	<b>66,5</b>

**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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный и попутный газ, млн м<sup>3</sup></b>					
Месторождение Бадра	–	7	14	208	777
Месторождение Вингейт	622	877	686	436	300
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	1 786	1 884	2 142	2 099	2 234
Месторождение Шахпахты	334	357	363	312	271
Месторождение Инкауаси	–	–	740	2 519	2 555
<b>Газовый конденсат, тыс. т</b>					
Месторождение Вингейт	4	5	3	3	2
Месторождения Мок Тинь и Хай Тхатъ	366	436	573	469	397
Месторождение Инкауаси	–	–	75	270	280
<b>Нефть, тыс. т</b>					
Месторождение Бадра	309	1 383	2 575	3 787	3 980
Блок Гармиан	–	219	193	370	935

**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 31.12.2018 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 ГПП и добыче углеводородов, доля участия Группы Газпром — 49 %. Партнер — алжирская государственная нефтегазовая компания Sonatrach. Заказчик работ — Алжирское национальное агентство по развитию углеводородных ресурсов (ALNAFT).	Обязательства по I, II и III фазам ГПП выполнены. Подготовлены планы разработки месторождений ZERN, ZER, RSH и RSHN. Проект RSH и RSHN находится в стадии ГПП в режиме удержания до подачи заявления о коммерческой значимости месторождений. Ведется работа по переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ, а также по корректировке Планов разработки месторождений RSH и RSHN. В ALNAFT направлено уведомление о возврате месторождений ZER, ZERN алжирскому государству.

## Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
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 %. Партнеры: боливийская государственная нефтегазовая компания YPFB — 55 %, Total EP Bolivie S.A. (оператор) — 22,5 %.	Выполнены геологическая съемка, переобработка и переинтерпретация геофизических данных. Получено подтверждение YPFB факта частичного наступления форс-мажорных обстоятельств. Консорциум приступил к согласованию размера и границ части территории контрактного участка (парк Иньяо), подлежащей возврату. 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 31.12.2018 г.)
Разведка на лицензионных участках Р1902 (блок 44/23с) и Р1903 (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. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V.* (оператор) — 49,5 %, ХТО UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %.	Закончены строительством поисковые скважины 44/23г-14 (Винчелси-1) и 44/23г-15 (Винчелси-2). Открыто одноименное месторождение. Проводятся оценка возможности вовлечения в разработку западного блока месторождения (в рамках лицензии Р1902), а также определение возможности синергии с использованием инфраструктуры других проектов.
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. 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. Между участниками лицензий подписано соглашение об утилизации месторождения, по которому доля Группы составляет 19,9 %.
Разведка на лицензионном участке 44/19а континентального шельфа Великобритании.	2014 г.	–	Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Группа Газпром финансирует 29,319 % расходов по проекту. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V.* (оператор) — 50,214 %, ONE U.K. — 11,728 %, GDF SUEZ E&P UK Ltd. — 8,739 %.	Кроме того, подписано межгосударственное соглашение о разработке и налогообложении месторождения Силлиманит. Ведется подготовка проектной документации на разработку месторождения, документации для бурения скважин, осуществляется строительство платформы D12-B, трубопровода и модификация приемного узла платформы D15-A.

\* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2018 г. составляла 50 %.

## Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Поиск и разведка углеводородов на блоке № 112 (с учетом расширения) континентального шельфа Вьетнама.	2000 г.	■	Реализуется на условиях Соглашения о разделе продукции (СРП). Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРР. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром».	В предыдущие годы минимальные обязательства по трем фазам ГРР на блоке № 112 выполнены в полном объеме, открыты ГКМ Бао Ванг (2007 г.) и Бао Ден (2009 г.). Подготовлен отчет по оценке и концепции разработки месторождения Бао Ванг. Подготовлено дополнение к актуализированному технико-экономическому обоснованию (ТЭО) интегрированного проекта «Электростанция — месторождение Бао Ванг». Ведется оценка других перспективных структур, выявленных в пределах лицензионного блока № 112 (с учетом расширения).
Поиск и разведка углеводородов на блоках № 129–132 континентального шельфа Вьетнама.	2008 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРР. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром».	В пределах блоков № 130 и № 131 в 2015–2016 гг. закончены строительством две поисковых скважины на «глубокой воде». По результатам поискового бурения открыто месторождение Тхан Биен (2015 г.). Завершена переобработка и переинтерпретация геолого-геофизических материалов.

## Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Разведка и разработка углеводородного сырья на блоке Шакал в Курдистане.	2012 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту. На этапе разработки доля Группы Газпром составит 80 %.	Проведен капитальный ремонт, кислотная обработка и испытание скважины Шакал-1, обновлена геологическая концепция блока.

## Казахстан и Россия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 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. Проводится переобработка и переинтерпретация результатов сейсморазведочных работ.

## Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 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 соглашений о разведке и разделе продукции. 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.

## Узбекистан

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Освоение месторождения Джел (Шахпахтинский лицензионный участок).	2006 г.	■	Реализуется на условиях СРП. Партнер — АО «Узбекнефтегаз».	По результатам ГРП, проведенных в рамках исполнения лицензионных обязательств, в пределах Шахпахтинского лицензионного участка открыто месторождение Джел. В октябре 2018 г. подписано СРП в отношении ГКМ Джел.

Проекты Группы Газпром в области разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах, находящиеся на стадии разработки

Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Результаты геолого-разведочной фазы проекта	Наличие у Группы операторских функций	Доли участия партнеров в проекте	Год ввода в эксплуатацию	Годовая проектная мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Разведка и разработка углеводородного сырья на блоках Ипати и Акио на условиях Операционного контракта. В соответствии с законодательством Боливии все добытые углеводороды принадлежат YPFB, участники проекта получают вознаграждение в соответствии с объемом.	2010 г.	В 2011 г. открыто месторождение Инкауаси, расположенное на блоках Ипати и Акио.	–	Группа Газпром — 20 %, Total EP Bolivia S.A. — 50 %, TecPetrol — 20 %, YPFB Snaiko — 10 %.	2016 г.	6,8 млрд м <sup>3</sup> (1-я очередь УКПГ)	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 м <sup>3</sup> газа в сутки. Осуществлено расширение пропускной способности УКПГ до 7,7 млн м <sup>3</sup> в сутки. Ведутся работы по строительству скважины ICS-5 (пробурено 4-366 м), подключению ранее пробуренной скважины ICS-3 и увеличению мощности УКПГ до 9,0 млн м <sup>3</sup> товарного газа в сутки. Также проводятся работы по подключению к магистральному трубопроводу Санта-Круз — Якуйба (GSCY) и расширению парка хранения конденсата.

Великобритания и Нидерланды

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Результаты геолого-разведочной фазы проекта	Наличие у Группы операторских функций	Доли участия партнеров в проекте	Год ввода в эксплуатацию	Годовая проектная мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Обустройство, добыча и доразведка на газовом месторождении Вингейт на континентальном шельфе Великобритании (лицензионные участки P1239, P1733) на условиях Соглашения о совместной деятельности. Оператор — Wintershall Noordzee B.V.*	2008 г.	Группа Газпром стала участником проекта на стадии подготовки открытого месторождения к разработке.	–	Группа Газпром — 20 %, Wintershall Noordzee B.V. — 49,5 %, XTO UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %.	2011 г.	0,3 млрд м <sup>3</sup>	Всего пробурено шесть эксплуатационных скважин, добыча в рамках первой фазы разработки ведется из трех эксплуатационных скважин.

\* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2018 г. составляла 50 %.

Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Результаты геолого-разведочной фазы проекта	Наличие у Группы операторских функций	Доли участия партнеров в проекте	Год ввода в эксплуатацию	Годовая проектная мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Добыча углеводородов на месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат в вьетнамской акватории Южно-Китайского моря на условиях СРП. Оператор — операционная компания Bien Dong.	2012 г.	Группа Газпром стала участником проекта на стадии подготовки открытых месторождений к разработке.	—	Группа Газпром — 49 %, Petrovietnam — 51 %.	2013 г.	2,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа в год	В 2016 г. месторождения выведены на проектную мощность. Продолжается промышленная добыча газа и газового конденсата с сохранением объемов добычи газа на уровне 2 млрд м <sup>3</sup> в год в соответствии с планом разработки месторождений.

Ирак

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Результаты геолого-разведочной фазы проекта	Наличие у Группы операторских функций	Доли участия партнеров в проекте	Год ввода в эксплуатацию	Годовая проектная мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Разработка месторождения Бафра на условиях Сервисного контракта. Оператор — Gazprom Neft Vadra B.V. Проект рассчитан на 20 лет с возможной пролонгацией на 5 лет.	2010 г.	Группа Газпром стала участником проекта на стадии подготовки открытого месторождения к разработке.	■	Группа Газпром — 30 %, KOGAS — 22,5 %, Petronas — 15 %, TPAO — 7,5 %, Правительство Ирака (представлено компанией Oil Exploration Company) — 25 %.	2014 г.	5,7 млн т	Введена в эксплуатацию вторая технологическая линия по подготовке газа. Завершена программа бурения эксплуатационных скважин.
Добыча углеводородов на блоке Гармиан на условиях СРП. Оператор — Gazprom Neft Middle East B.V.	2012 г.	В пределах блока открыто месторождение Саркала.	■	Группа Газпром — 40 %, WesternZagros — 40 %, Региональное правительство Курдистана — 20 %.	2015 г.	1,26 млн т	Введена в эксплуатацию скважина Саркала-2, завершено расширение инфраструктуры по подготовке нефти до 35 тыс. барр. в сутки; начато бурение скважины Саркала-3.

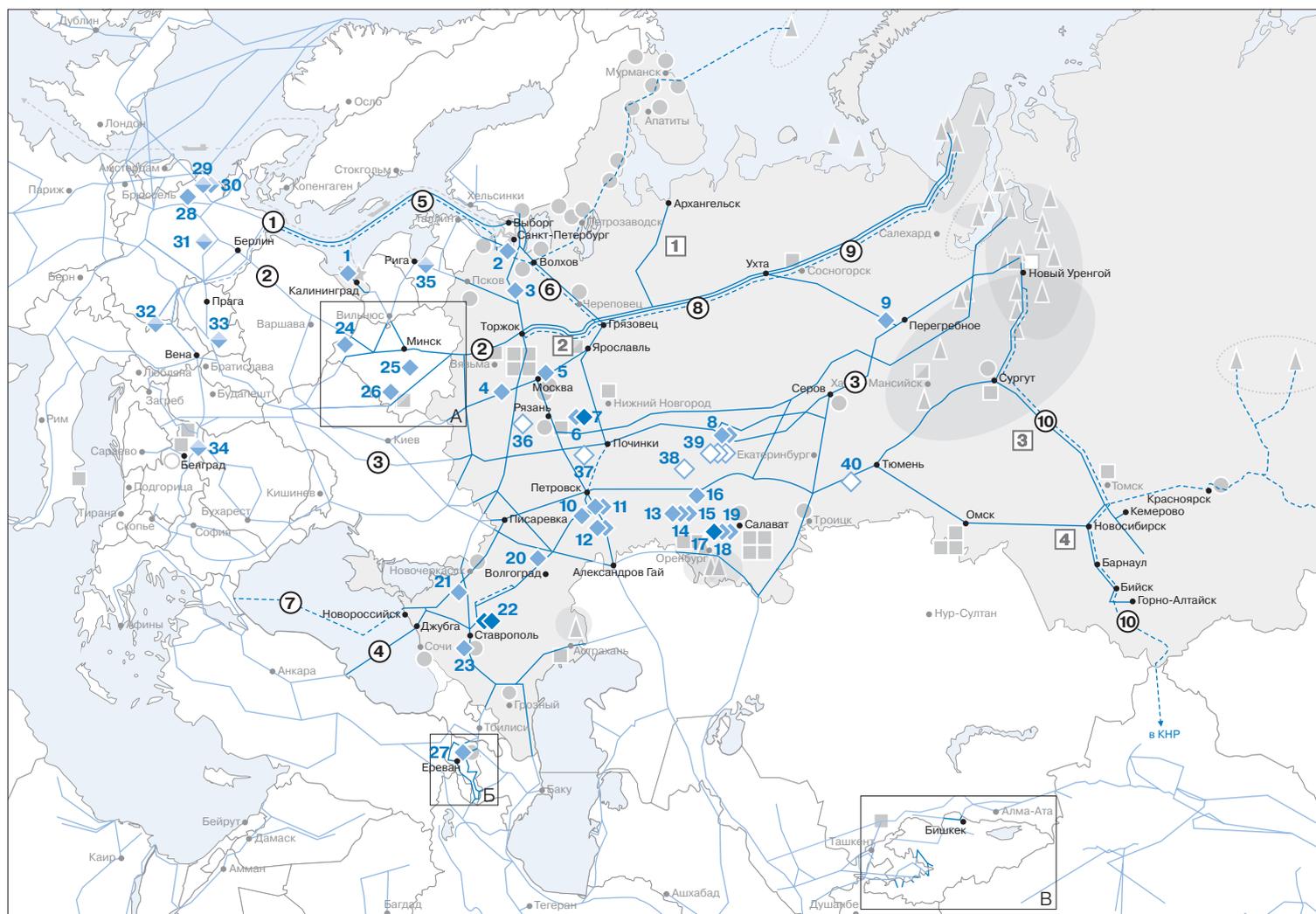
Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Результаты геолого-разведочной фазы проекта	Наличие у Группы операторских функций	Доли участия партнеров в проекте	Год ввода в эксплуатацию	Годовая проектная мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
<p>Восстановление инфраструктуры месторождения Шахлахты в Устюртском регионе Республики Узбекистан и доработка остаточных запасов газа на условиях СРП. Расходы возмещаются поставкой природного газа. Оставшийся после возмещения затрат газ распределяется между участниками СРП согласно долям.</p> <p>Оператор — ООО «Зарубежнефтегаз — ГПД Центральная Азия» (создано Gas Project Development Central Asia AG и АО «Газпром зарубежнефтегаз» на паритетной основе).</p>	2004 г.	х	■	<p>Представляющий Группу Газпром консорциум в составе дочернего общества АО «Газпром зарубежнефтегаз» (5 %) и совместного предприятия Gas Project Development Central Asia AG (95 %) — 50 %, АО «Узбекнефтегаз» — 50 %.</p>	х	х	<p>Ведется добыча газа и осуществляется капитальный ремонт скважин с постепенным переводом из бездействующего в добывающий фонд. В 2018 г. подписано дополнительное соглашение к СРП, продляющее срок его действия до 2024 г.</p>

**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 декабре 2007 г. в результате реализации соглашения об обмене активами с компанией BASF AG (с 2008 г. — BASF SE).	Компания является владельцем нефтяных концессий C96 и C97 в Ливии, оператором данного проекта. В эксплуатации находятся шесть месторождений. В 2018 г. добыча нефти осуществлялась в объеме 65 тыс. барр. в сутки в соответствии с временным соглашением между Wintershall AG и ливийской National Oil Corporation. За 2018 г. компанией добыто 2 148 тыс. т нефти (в 2017 г. — 1 531 тыс. т нефти).
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 SE.	Компании принадлежат различные доли участия в 49 лицензиях 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. В 2018 г. вышло на проектный режим введенное в 2017 г. в промышленную разработку нефтяное месторождение Равн в датском секторе Северного моря. Всего в 2018 г. компанией добыто 712 млн м <sup>3</sup> газа и 51,5 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 м<sup>3</sup>
- ◆ Действующие объекты с активной емкостью менее 5 млрд м<sup>3</sup>
- ◆ 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»

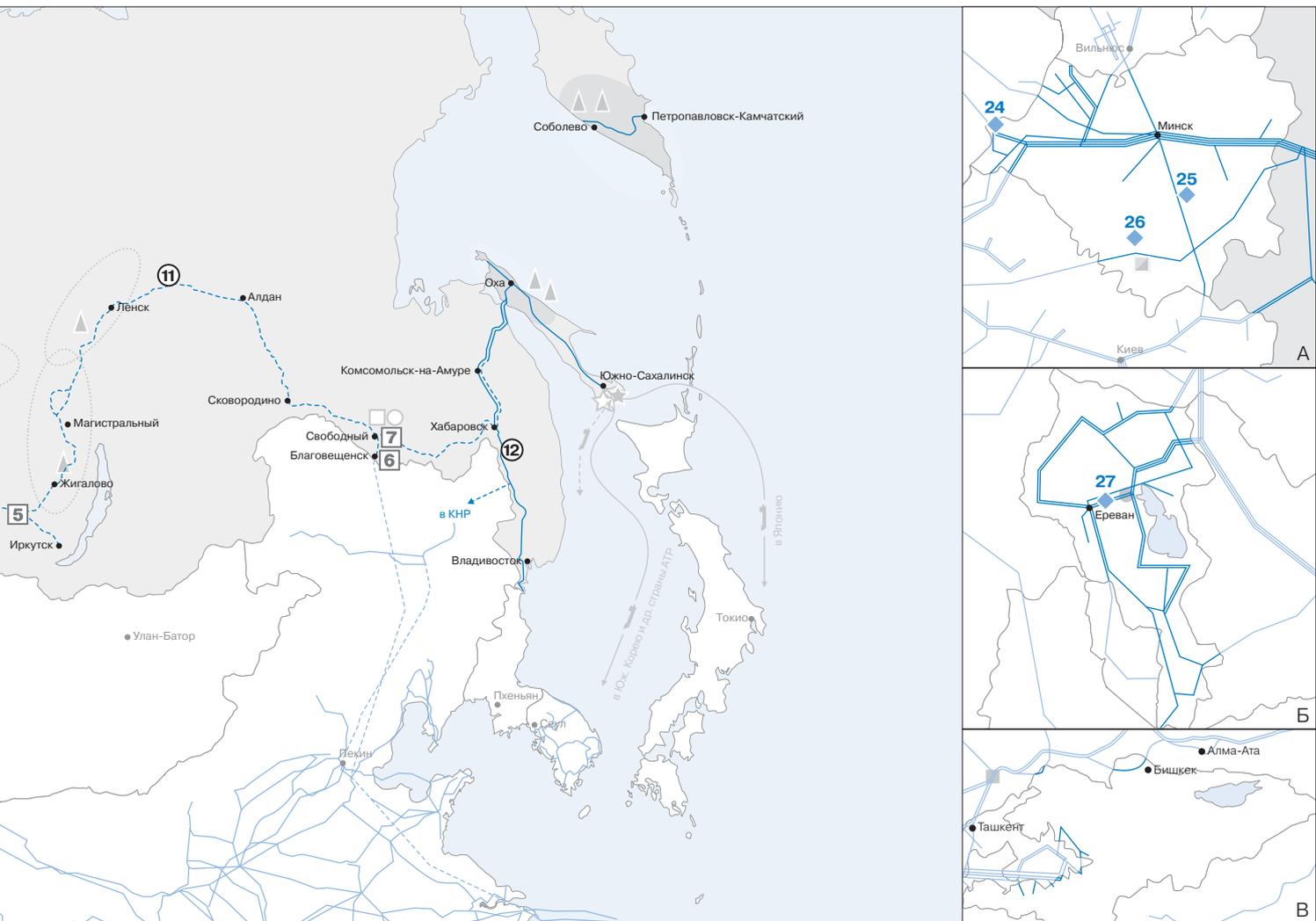
### Газотранспортные проекты

- 5 Газопровод «Северный поток — 2»
- 6 Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская
- 7 Газопровод «Турецкий поток»
- 8 Газопроводы «Ухта — Торжок — 2» и «Ухта — Торжок — 3»
- 9 Газопроводы «Бованенково — Ухта — 2» и «Бованенково — Ухта — 3»
- 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 2018 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	Кириушкинское
16	Аманакское
17	Совхозное
18	Мусинское
19	Канчуринское
20	Волгоградское
21	Кущевское
22	Северо-Ставропольское
23	Краснодарское
24	Прибугское (Беларусь)
25	Осиповичское (Беларусь)
26	Мозырское (Беларусь)
27	Абовянская СПХГ (Армения)
28	Реден (Германия)

**Действующие объекты ПХГ с участием Группы Газпром в качестве соинвестора**

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

**Строящиеся и перспективные объекты ПХГ**

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

# Транспортировка

## Развитие и капитальный ремонт ГТС на территории России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Ввод в эксплуатацию новых магистральных газопроводов и отводов*, км	1 277	933	771	640	529
Реконструкция магистральных газопроводов, км	200	169	211	100	362
Капитальный ремонт, км	1 581	1 441	823	810	771
Количество технических отказов на 1 000 км	0,03	0,05	0,03	0,02	0,05

\* 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Внутритрубная дефектоскопия	23,5	19,9	23,9	22,1	25,1
Коррозионное обследование	18,4	17,9	17,3	18,0	14,9

## Основные технические характеристики газотранспортных активов Группы Газпром в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтурном исчислении (с учетом технологических переемычек), тыс. км	170,7	171,2	171,8	172,1	172,6
Линейные компрессорные станции, ед.	250	250	253	254	254
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 825	3 829	3 852	3 844	3 812
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	46,1	46,2	46,7	46,7	47,1

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
10 лет и менее	20,6	19,9	17,3	17,3	16,7
От 11 до 20 лет	20,7	19,1	15,8	16,2	15,7
От 21 года до 30 лет	50,6	47,3	40,9	40,9	34,8
От 31 года до 40 лет	46,6	49,2	55,2	55,2	59,1
От 41 года до 50 лет	20,6	23,3	24,9	24,8	26,3
Более 50 лет	11,6	12,4	17,7	17,7	20,0
<b>Всего</b>	<b>170,7</b>	<b>171,2</b>	<b>171,8</b>	<b>172,1</b>	<b>172,6</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Поступление в газотранспортную систему (ГТС)</b>					
Поступление в ГТС, в т. ч.:	588,7	574,2	573,8	623,1	638,7
центральноеазиатский газ	26,4	20,0	18,0	20,8	17,7
азербайджанский газ	0,2	–	–	–	–
Отбор газа из ПХГ России и Латвии	32,7	24,3	44,9	45,7	52,0
Сокращение запаса газа в ГТС	6,1	4,1	3,9	3,3	2,4
<b>Всего</b>	<b>627,5</b>	<b>602,6</b>	<b>622,6</b>	<b>672,1</b>	<b>693,1</b>
<b>Распределение из ГТС</b>					
Поставка внутри России, в т. ч.:	356,5	342,3	351,7	354,0	364,7
центральноеазиатский газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Поставка за пределы России, в т. ч.:	196,2	196,8	209,4	232,4	234,8
центральноеазиатский газ	26,4	20,0	18,0	20,7	17,7
азербайджанский газ	0,2	–	–	–	–
Закачка газа в ПХГ России	35,1	27,1	24,7	44,2	49,4
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	33,2	32,3	32,3	37,8	40,6
Увеличение запаса газа в ГТС	6,5	4,1	4,5	3,7	3,6
<b>Всего</b>	<b>627,5</b>	<b>602,6</b>	<b>622,6</b>	<b>672,1</b>	<b>693,1</b>

**Объем поступления газа в газопроводы  
«Северный поток», «Голубой поток», млрд м<sup>3</sup>**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Газопровод «Северный поток» (через КС Портовая)	35,6	39,1	43,8	51,0	58,7
Газопровод «Голубой поток» (через КС Береговая)	14,4	15,7	13,1	15,9	13,3

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

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Беларусь</b>					
(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 <sup>3</sup>	65,2	64,2	60,3	61,2	62,6
в т. ч. транзит	45,1	45,4	41,7	42,2	42,3
<b>Армения</b>					
(ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность, тыс. км	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7
Количество КС, ед.	–	–	–	–	–
Поступление газа в ГТС, млрд м <sup>3</sup>	2,5	2,3	2,2	2,4	2,5
в т. ч. транзит	–	–	–	–	–
<b>Кыргызстан</b>					
(ОсОО «Газпром Кыргызстан»)					
Протяженность, тыс. км	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Количество КС, ед.	1	1	1	1	1
Поступление газа в ГТС, млрд м <sup>3</sup>	4,3	4,6	4,5	6,6	6,3
в т. ч. транзит	4,0	4,4	4,2	6,4	6,0

## Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

Наименование	Назначение	Протяженность	Проектные характеристики		Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 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 м <sup>3</sup>	2017–2019 гг.	Ведутся строительные-монтажные работы. В 2018 г. введен в эксплуатацию участок протяженностью 63,6 км.
«Северный поток — 2»	Поставка газа потребителям в страны Западной и Центральной Европы	Около 1 227 км (будет уточнена по результатам получения разрешения на строительство в Дании)	–	55 млрд м <sup>3</sup>	IV кв. 2019 г.	Получены полные комплекты разрешений на строительство газопровода в России, Германии, Финляндии и Швеции. Идет процесс согласования в Дании. Завершены работы по детальному проектированию морского участка по основному маршруту. Суммарно уложено 423 км труб. На российском и немецком сухопутных участках продолжаются работы по строительству площадок запуска очистных и диагностических устройств. Поставка труб и анодов завершена. Ведутся работы по обетонированию, а также сортировке обетонированных труб по логистическим площадкам. Завершено строительство микротоннеля.
«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)	–	31,5 млрд м <sup>3</sup>	Декабрь 2019 г.	Завершена глубоководная укладка морской части газопровода. Также завершено строительство объектов берегового приямления на территории России, ведутся пусконаладочные работы. Ведется строительство объектов берегового приямления и приемного терминала в Турции. В мае 2018 г. ПАО «Газпром» подписало с Правительством Турецкой Республики Протокол в отношении транзитного сухопутного участка газопровода «Турецкий поток», а с компанией BOTAS Соглашение об основных условиях и параметрах строительства этого участка. В целях реализации транзитного сухопутного участка в ноябре 2018 г. учреждена совместная проектная компания TurkAkim Gaz Tasima A.S.

Наименование	Назначение	Протяженность	Проектные характеристики		Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
			Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность		
Мурманск — Волхов	Транспортировка газа Штокмановского месторождения в ЕСГ России	1 365 км	До 10 КС / 1 225 МВт	До 46 млрд м <sup>3</sup> (зависит от объемов добычи 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 м <sup>3</sup>	2014–2021 гг.	Ведется эксплуатация линейной части и 6 КС. Продолжаются работы по строительству компрессорных мощностей. В 2018 г. введены в эксплуатацию четыре компрессорных цеха суммарной мощностью 371 МВт
«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 м <sup>3</sup>	2014–2020 гг.	Завершено строительство линейной части, ведется строительство КС.
«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 м <sup>3</sup>	Поэтапный 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 Атаманская); определены поставщики основного технологического оборудования. С начала строительства полный комплекс работ выполнен на 2 140 км линейной части магистрального газопровода. Завершается строительство вахтового жилого комплекса в г. Ленске, баз линейно-производственных управлений магистрального газопровода, газоизмерительной станции, КС Атаманская, завершено строительство 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 м <sup>3</sup>	Будут продолжены переговоры между ПАО «Газпром» и CNPC по согласованию коммерческих и технических условий поставок газа.	

Наименование	Назначение	Протяженность	Проектные характеристики		Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
			Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность		
Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, Северо-Западного региона, участка Грязовец — КС Славянская	Обеспечение дополнительных поставок газа потребителям Северо-Западного региона и в газопровод «Северный поток — 2»	870 км	8 КС / 1 500 МВт	84 млрд м <sup>3</sup> на полное развитие, в том числе для подачи газа в газопровод «Северный поток — 2» в объеме до 55 млрд м <sup>3</sup>	Поэтапный ввод начиная с декабря 2019 г.	Ведется строительство линейной части магистрального газопровода и 2 КС (КС Пикалевская и КС Славянская).
Сахалин — Хабаровск — Владивосток	Обеспечение дополнительных поставок газа потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также на экспорт	Около 353 км	7 КС / 432 МВт	Около 22 млрд м <sup>3</sup> на полное развитие (будет уточнена по результатам проектирования)	Поэтапный ввод начиная с 2021 г.	Утверждена проектная документация по этапу 1 (строительство линейной части газопровода на участке км 505 — км 874). Ведется подготовительные работы. По остальным этапам ведутся проектно-исследовательские работы.
«Бованенково — Ухта — 3»	Система газопроводов для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал	Около 1 100 км (будет уточнена по результатам проектирования)	10 КС / 1 386 МВт (будет уточнено по результатам проектирования)	Около 60 млрд м <sup>3</sup>	Поэтапный ввод начиная с 2023 г.	Ведется проектно-исследовательские работы.
«Ухта — Торжок — 3»	Поставка дополнительных объемов газа на Северо-Запад России для газоснабжения российских потребителей, а также поставок на экспорт	Около 970 км (будет уточнена по результатам проектирования)	6 компрессорных цехов / 652 МВт (будет уточнено по результатам проектирования)	Около 45 млрд м <sup>3</sup>	Поэтапный ввод начиная с 2023 г.	Ведется проектно-исследовательские работы.

## Подземное хранение газа

### Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	26	26	26	26	27
Объем активной емкости по обустройству, млрд м <sup>3</sup>	71,10	73,56	73,62	74,93	75,01
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 685	2 686	2 681	2 694	2 705

### Хранение газа на территории России

	Сезон закачки				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Закачка газа в ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
I кв.	189,4	–	–	23,2	99,8
II кв.	14 963,8	10 158,4	8 468,8	17 443,9	23 418,6
III кв.	16 790,1	14 498,1	14 209,2	24 434,7	23 616,1
IV кв.	3 191,2	2 425,3	1 973,1	2 275,4	2 349,9
<b>Всего за сезон</b>	<b>35 134,5</b>	<b>27 081,8</b>	<b>24 651,1</b>	<b>44 177,2</b>	<b>49 484,4</b>
	Сезон отбора				
	2014–2015	2015–2016	2016–2017	2017–2018	2018–2019
<b>Отбор газа из ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
III кв.	41,9	92,8	114,2	164,4	99,8
IV кв.	8 262,5	5 172,1	18 834,6	17 117,2	20 415,6
I кв. следующего года	16 353,2	24 653,1	26 175,1	31 036,3	23 702,9
II кв. следующего года	2 653,2	1 234,2	2 022,8	435,6	505,7
<b>Всего за сезон</b>	<b>27 310,8</b>	<b>31 152,2</b>	<b>47 146,7</b>	<b>48 753,5</b>	<b>44 724,0</b>
Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м <sup>3</sup> /сут.	770,4	789,9	801,3	805,3	812,5

### Основные проекты по развитию подземного хранения газа на территории России

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

## Характеристика зарубежных объектов ПХГ с участием Группы Газпром

Страна	ПХГ	Условия участия Группы Газпром	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2018 г.						
			Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>		Суточная производительность, используемая Группой Газпром, млн м <sup>3</sup>		Установленная мощность ГПА, МВт		Эксплуатационные скважины/каверны
			Всего	В т. ч. используемая Группой Газпром	КС	ГПА			
Австрия	Хайдах	Соинвестор (55,5 %)	2,8	2,4 (из них ООО «Газпром экспорт» — 1,9)	23,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 18,9)	1	4	62	17
Сербия	Банатский Двор	Соинвестор (51 %)	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	Соинвестор (83,3 %)	0,7	0,3 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	10,2 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	38	9
	Катарина	Соинвестор (50 %)	0,4	0,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3)	23,2 (из них ООО «Газпром экспорт» — 23,2)	1	3	37	8
	Реден	В собственности	4,7	4,7 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,5)	50,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 10,0)	1	7	90	16
	Этцель	Соинвестор (доля в кавернах — 33 %, доля в трубопроводе — 16 %)	1,0	0,3 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	7,0 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	24	9
Чехия	Дамборжице	Соинвестор (50 %)	0,3	0,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3)	5,0 (из них ООО «Газпром экспорт» — 4,5)	1	3	10,5	14
Беларусь	Прибугское	В собственности	0,5	0,5	8,0	1	5	7,1	40
	Осиповичское	В собственности	0,4	0,4	6,0	1	6	4,4	42
	Мозырское	В собственности	0,3	0,3	20,0	1	2	4,6	15
Латвия	Инчукалское	Соинвестор (34 %)	2,3	–	–	1	6	33,1	93
Армения	Абовянская СПХГ	В собственности	0,1	0,1	6,0	1	9	9,9	21

## Контракты на использование мощностей ПХГ в странах Европы, заключенные ООО «Газпром экспорт» к началу сезона отбора 2018/2019 г.

Страна	ПХГ	Суммарная активная емкость, используемая Группой Газпром, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность, используемая Группой Газпром, млн м <sup>3</sup>
Нидерланды	Бергермеер*	1,8	26,1
Страны Европы	Контрактом не определено	0,4	34,4
Словакия	Контрактом не определено	0,3	3,1
Венгрия	Зана	0,3	3,0

\* При создании ПХГ ПАО «Газпром» был предоставлен необходимый объем буферного газа взамен на право доступа к его мощностям.

Закачка и отбор газа Газпрома из ПХГ зарубежных стран, млн м<sup>3</sup>

	Сезон закачки I–IV кв.				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Закачка газа в ПХГ за рубежом</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Армения	68,9	40,6	37,2	71,3	32,4
Беларусь	962,3	916,7	857,1	948,8	1 059,4
Латвия	1 907,1	1 550,0	1 250,0	254,8	136,0
<b>Всего в ПХГ в странах БСС</b>	<b>2 938,3</b>	<b>2 507,3</b>	<b>2 144,3</b>	<b>1 274,9</b>	<b>1 227,8</b>
<b>Дальнее зарубежье*</b>					
Австрия	1 303,5	709,8	683,9	2 222,5	1 527,5
Великобритания	224,0	224,4	–	–	–
Венгрия	699,9	–	–	898,4	290,2
Германия	886,1	797,2	654,1	1 840,0	2 072,5
Нидерланды	1 313,1	1 176,9	1 195,0	1 782,0	1 558,1
Сербия	118,4	–	–	12,6	51,1
Словакия	–	–	–	738,0	283,6
Чехия	–	–	105,3	190,8	393,8
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	–	–	909,9	412,9
<b>Всего в ПХГ в странах дальнего зарубежья</b>	<b>4 545,0</b>	<b>2 908,3</b>	<b>2 638,3</b>	<b>8 594,2</b>	<b>6 589,7</b>
<b>Всего за сезон</b>	<b>7 483,3</b>	<b>5 415,6</b>	<b>4 782,6</b>	<b>9 869,1</b>	<b>7 817,5</b>

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

	Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2014–2015	2015–2016	2016–2017	2017–2018	2018–2019
<b>Отбор газа из ПХГ за рубежом*</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Армения	23,0	10,8	30,6	47,8	56,5
Беларусь	850,0	815,2	879,2	1 100,1	916,2
Латвия	1 541,7	1 257,1	1 087,3	150,8	89,7
<b>Всего из ПХГ в странах БСС</b>	<b>2 414,7</b>	<b>2 083,1</b>	<b>1 997,1</b>	<b>1 298,7</b>	<b>1 062,4</b>
<b>Дальнее зарубежье**</b>					
Австрия	835,8	820,0	1 480,5	2 054,0	474,0
Великобритания	224,0	224,4	–	–	–
Венгрия	699,9	–	–	898,4	267,7
Германия	753,4	978,1	936,9	2 117,5	1 008,0
Нидерланды	405,4	1 129,8	1 981,3	1 532,8	368,6
Сербия	0,5	12,0	0,5	44,5	13,7
Словакия	–	–	–	673,0	201,7
Чехия	–	–	104,5	183,2	172,4
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	–	–	974,9	–
<b>Всего из ПХГ в странах дальнего зарубежья</b>	<b>2 919,0</b>	<b>3 164,3</b>	<b>4 503,7</b>	<b>8 478,3</b>	<b>2 506,1</b>
<b>Всего за сезон</b>	<b>5 333,7</b>	<b>5 247,4</b>	<b>6 500,8</b>	<b>9 777,0</b>	<b>3 568,5</b>

\* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

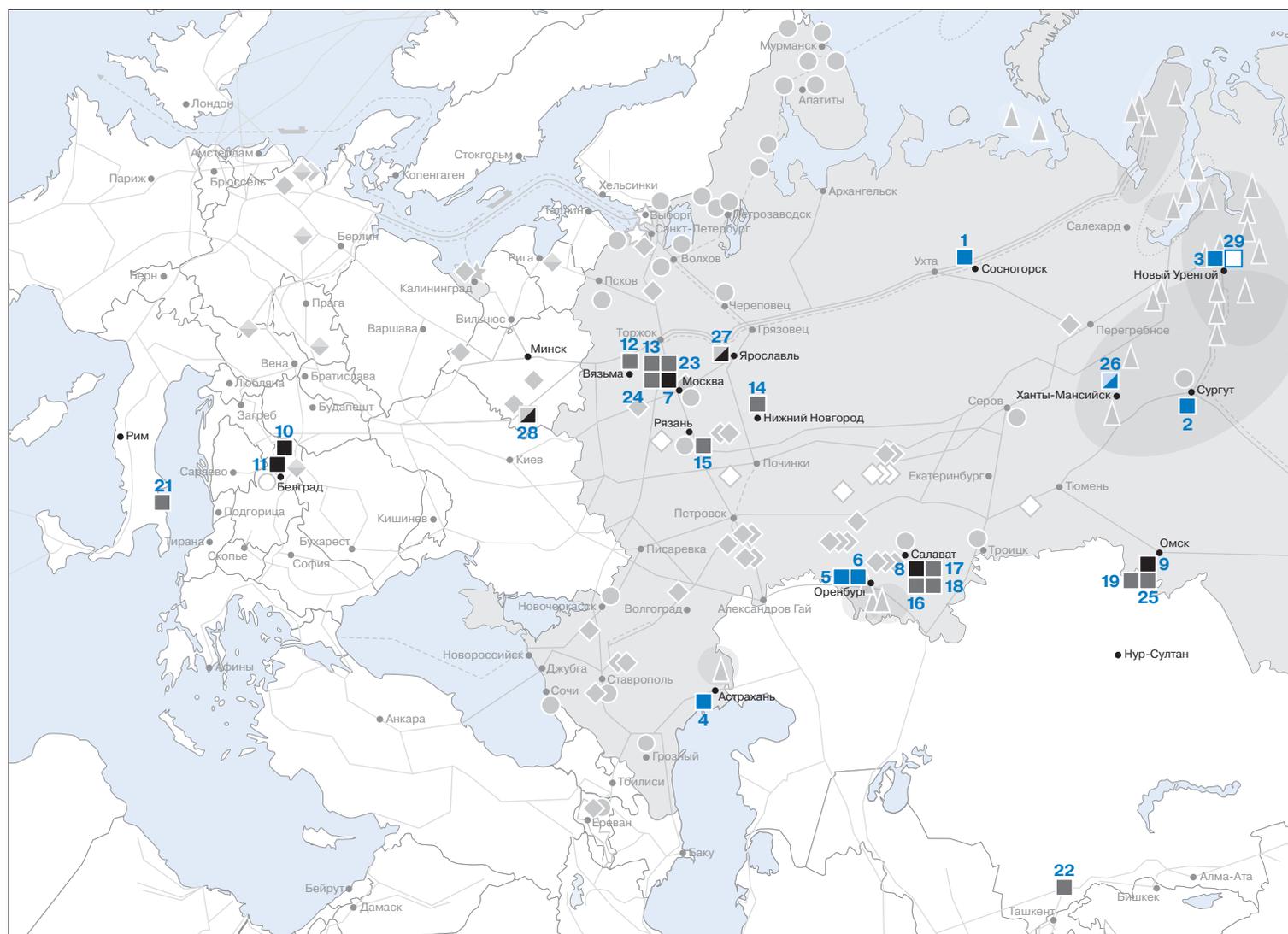
\*\* Приведены объемы отбора газа ПАО «Газпром» по контрактам ООО «Газпром экспорт».

## Перспективные объекты ПХГ с участием Группы Газпром за рубежом

Страна	ПХГ	Характер строительства	Тип ПХГ	Год начала проекта	Условия участия Группы Газпром	Проектные характеристики			Срок ввода в эксплуатацию	Срок выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
						Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность, млн м <sup>3</sup>	Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>			
Германия	Йемгум	Новое строительство	В отложениях каменной соли	2009 г.	Соинвестор (83,3 %)	0,9	23,2	2014 г.	2020 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.	
	Катарина	Новое строительство	В отложениях каменной соли	2011 г.	Соинвестор (50 %)	0,6	25,8	2011 г.	2025 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.	
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истощенное месторождение	2014 г.	Соинвестор (50 %)	0,5	7,6	2016 г.	2021 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»
- 18** Завод по производству акриловой кислоты и бутилакрилата
- 19** Омский завод смазочных материалов

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2018 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Переработка природного и попутного газа, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	30,00	30,64	30,06	29,94	30,14
Газпром нефтехим Салават	0,45	0,44	0,49	0,43	0,47
Газпром нефть	–	0,10	0,44	0,45	0,45
<b>Всего</b>	<b>30,45</b>	<b>31,18</b>	<b>30,99</b>	<b>30,82</b>	<b>31,06</b>
<b>Переработка жидкого углеводородного сырья, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* (нестабильный газовый конденсат, нефть)	16,38	17,26	17,55	17,47	17,75
Газпром нефть (нефть, стабильный газовый конденсат)	43,48	43,07	41,89	40,11	42,91
в т. ч. за рубежом	3,78	3,54	3,23	3,42	3,56
Газпром нефтехим Салават (нефть, стабильный газовый конденсат, мазут)	8,13	6,44	6,47	6,48	6,74
<b>Всего</b>	<b>67,99</b>	<b>66,77</b>	<b>65,91</b>	<b>64,06</b>	<b>67,40</b>

\* С учетом объемов переработки ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Сибметхим», ОАО «Томскгазпром». Также учтены объемы переработки ООО «Газпром добыча Иркутск» и ООО «Сервиснефтегаз», финансовые показатели которых в связи с их незначительностью не включаются в консолидированную финансовую отчетность Группы Газпром по МСФО.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Стабильный газовый конденсат (нефть)	6,71	6,44	6,58	6,49	6,21

### Переработка на мощностях основных дочерних обществ ПАО «Газпром» природного и попутного газа компаний, не входящих в Группу Газпром, млрд м<sup>3</sup> (давальческое сырье)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Природный и попутный газ	8,97	8,91	9,28	9,15	9,55

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	6 410,8	7 448,1	8 216,4	8 688,7	8 234,3
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	23,3	24,2	24,0	23,6	23,6
Сжиженные углеводородные газы (СУГ), тыс. т	3 371,1	3 463,3	3 525,4	3 522,5	3 614,3
в т. ч. за рубежом	130,4	137,9	115,0	103,0	97,0
Автомобильный бензин, тыс. т	12 067,9	12 395,2	12 270,0	11 705,6	12 044,9
в т. ч. за рубежом	762,7	646,8	516,0	469,0	515,7
Дизельное топливо, тыс. т	16 281,4	14 837,0	14 971,4	14 322,1	15 662,5
в т. ч. за рубежом	1 493,8	1 470,1	1 363,0	1 299,0	1 571,2
Авиационное топливо, тыс. т	3 161,9	3 171,0	3 213,2	3 148,8	3 553,3
в т. ч. за рубежом	108,5	107,9	122,0	155,0	190,4
Мазут топочный, тыс. т	9 318,0	8 371,4	7 787,2	6 585,9	6 880,6
в т. ч. за рубежом	717,8	450,6	334,0	318,00	253,7
Судовое топливо, тыс. т	4 139,0	4 172,2	3 177,2	3 367,3	2 952,0
Битумы, тыс. т	1 949,2	1 883,8	2 112,0	2 662,1	3 122,3
в т. ч. за рубежом	262,2	333,0	335,0	553,3	600,3
Масла, тыс. т	374,3	404,1	421,0	480,0	487,2
Сера, тыс. т	4 747,8	4 793,8	4 905,6	5 013,6	5 179,7
в т. ч. за рубежом	15,6	17,8	22,0	24,0	23,0
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	3 997,5	4 969,7	5 054,1	5 102,2	5 088,9
ШФЛУ, тыс. т	1 553,4	1 728,2	1 807,0	1 349,7	1 465,5
Этановая фракция, тыс. т	373,8	377,4	377,9	363,0	347,3
Мономеры, тыс. т	262,2	243,4	294,0	264,9	335,8
Полимеры, тыс. т	161,8	157,9	179,1	154,3	185,6
Продукция органического синтеза, тыс. т	83,5	90,4	89,6	44,7	71,3
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	778,2	775,9	953,0	913,2	836,4

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

Наименование продукции	Применение
Акриловая кислота, акрилаты	Производство впитывающих продуктов, водоэмульсионных 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*</b>					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	6 410,8	7 448,1	8 216,4	8 688,7	8 234,3
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	23,3	24,1	23,6	23,2	23,2
СУГ, тыс. т	2 441,7	2 487,4	2 578,4	2 828,5	2 814,3
Автомобильный бензин, тыс. т	2 519,7	2 532,7	2 497,9	2 234,5	2 150,7
Дизельное топливо, тыс. т	1 585,7	1 362,1	1 435,6	1 496,8	1 373,4
Авиационное топливо, тыс. т	172,1	167,7	174,2	111,8	88,3
Мазут топочный, тыс. т	329,6	332,2	346,1	328,4	323,4
Сера, тыс. т	4 589,4	4 623,9	4 696,5	4 847,9	4 983,9
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	3 997,5	4 969,7	5 054,1	5 102,2	5 088,9
ШФЛУ, тыс. т	1 534,7	1 661,9	1 666,7	1 149,4	1 270,5
Этановая фракция, тыс. т	373,8	377,4	377,9	363,0	347,3
<b>Газпром нефть</b>					
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	–	0,1	0,4	0,4	0,4
СУГ, тыс. т	929,4	975,9	947,0	694,0	800,0
Автомобильный бензин, тыс. т	8 844,8	9 081,2	9 176,0	8 555,0	8 863,8
Дизельное топливо, тыс. т	12 147,7	11 874,5	12 023,0	11 325,0	12 323,6
Авиационное топливо, тыс. т	2 989,8	3 003,3	3 039,0	3 037,0	3 465,0
Мазут топочный, тыс. т	7 391,7	7 198,6	6 720,0	5 696,0	6 204,8
Судовое топливо, тыс. т	4 076,3	3 666,9	2 410,0	2 671,0	2 576,4
Битумы, тыс. т	1 875,1	1 857,6	2 021,0	2 569,2	2 928,5
Масла, тыс. т	374,3	404,1	421,0	480,0	487,2
Сера, тыс. т	124,0	136,8	180,0	136,0	160,0
ШФЛУ, тыс. т	–	28,0	131,5	145,4	144,3
<b>Газпром нефтехим Салават</b>					
Автомобильный бензин, тыс. т	703,4	781,3	596,1	916,1	1 030,4
Дизельное топливо, тыс. т	2 548,1	1 600,5	1 512,9	1 500,3	1 965,5
Мазут топочный, тыс. т	1 596,7	840,6	721,1	561,5	352,4
Сера, тыс. т	34,4	33,1	29,1	29,7	35,8
Судовое топливо, тыс. т	62,7	505,3	767,2	696,3	375,6
Битумы, тыс. т	74,1	26,2	91,0	92,9	193,8
Мономеры, тыс. т	262,2	243,4	294,0	264,9	335,8
Полимеры, тыс. т	161,8	157,9	179,1	154,3	185,6
Продукция органического синтеза, тыс. т	83,5	90,4	89,6	44,7	71,3
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	778,2	775,9	953,0	913,2	836,4
ШФЛУ, тыс. т	18,7	38,3	8,8	54,9	50,7

\* С учетом объемов производства продукции переработки ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Сибметажим», ОАО «Томсгазпром». Также учтены объемы производства продукции переработки ООО «Газпром добыча Иркутск» и ООО «Сервиснефтегаз», финансовые показатели которых в связи с их незначительностью не включаются в консолидированную финансовую отчетность Группы Газпром по МСФО.

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 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 г.
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа, 7,3 млн т конденсата	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), автомобильный бензин, дистиллят газового конденсата легкого, дизельное топливо, мазут, дистиллят газового конденсата тяжелый, дистиллят газового конденсата среднего, 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 экологических характеристик товарной продукции (дизельное топливо, бензин). В результате реализации проекта планируется обеспечить гарантированную переработку конденсата и ШФЛУ в объеме, соответствующем приему на переработку 12,0 млрд м <sup>3</sup> газа в год.
Оренбургский ГПЗ		Оренбург	1974 г.	37,5 млрд м <sup>3</sup> природного газа, 6,26 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант	–
Оренбургский гелиевый завод		Оренбург	1978 г.	15,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этановая фракция, сжиженные газы, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ), углеводородная фракция	–
Сосногорский ГПЗ		Сосногорск, Республика Коми	1946 г.	3,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа, 2,5 млн т нестабильного конденсата (стабилизация)	Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, техуглерод	–
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту		Новый Уренгой	1985 г.	13,67 млн т нестабильного (невыветренного) конденсата (деэтанализация и стабилизация) или 12,2 млн т выветренного конденсата	Деэтанализованный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легкого, топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтанализации	–
Сургутский завод по стабилизации конденсата		Сургут	1985 г.	12,05 млн т нефтегазо-конденсатной смеси (стабилизация)	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легкого	–

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 г.
Завод по производству метанола	ООО «Сибметакхим»	Томск	1983 г.	Производство 2 800 т метанола в сутки	Метанол, формалин, карбамидоформальдегидные смолы	—
Омский НПЗ	АО «Газпромнефть-ОМПЗ»	Омск	1955 г.	22,23 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиационное топливо, керосин, мазут, ароматические углеводороды, СУГ, кокс, нефтяные битумы, сера, катализаторы каталитического крекинга	<p>Проекты увеличения глубины переработки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и гидродесульфуризации мощностью 2,0 млн т вакуумного газойля в год в целях увеличения производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива;</li> <li>— строительство комбинированной установки первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ) мощностью 8,4 млн т в год по нефти и 1,2 млн т в год по стабильному газовому конденсату в целях замены устаревших установок, обеспечения раздельной переработки нефти и газового конденсата для улучшения низкотемпературных свойств авиакеросинов;</li> <li>— строительство установки замедленного коксования мощностью 2,0 млн т гудрона в год в целях прекращения выпуска мазута и увеличения производства светлых нефтепродуктов и кокса анодного качества.</li> </ul> <p>Другие проекты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— строительство установки гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива мощностью 2,5 млн т в год в целях замены двух установок гидроочистки, увеличения объема производства зимнего дизельного топлива;</li> <li>— реконструкция установок замедленного коксования 21-10/3М мощностью 150 тыс. т в год;</li> <li>— строительство блока подготовки сырья для производства игольчатого кокса мощностью 38 тыс. т в год;</li> <li>— реконструкция установок каталитического риформинга мощностью 759 тыс. т в год с целью переработки вторичных бензинов и исключения высокосернистых низкооктановых компонентов;</li> </ul>

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 г.
Московский НПЗ	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Москва	1938 г.	12,76 млн т нефти	Бензин автомобильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера	<p>— строительство очистных сооружений мощностью по очистке стоков 3 450 м<sup>3</sup> 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;</p> <p>— строительство блока очистки газов регенерации каталитического крекинга в целях снижения выбросов SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, эмиссии твердых веществ на установке каталитического крекинга 43-103.</p> <p>Проекты увеличения глубины переработки:</p> <p>— 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;</p> <p>— 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.</p> <p>Другие проекты:</p> <p>— строительство эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт с максимальным суточным объемом отгрузки 6,6 тыс. т;</p> <p>— строительство автоматизированной установки тактового налива для отгрузки дизельного топлива, судового топлива и автомобильного бензина с максимальным суточным объемом отгрузки 5,8 тыс. т;</p> <p>— строительство однопоточной установки гидроочистки керосиновой фракции, мощность 1,26 млн т в год.</p>
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	<p>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 (проект увеличения глубины переработки).</p>

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 г.
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.	Находится на консервации	Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут и битумы	–
Завод по смешению масел и смазок (г. Бари)	Gaspromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	30 тыс. т масел и 6 тыс. т пластичных смазок	Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки	–
Московский завод смазочных материалов (МЗСМ)	АО «Газпромнефть МЗСМ»	Фрязино, Московская область	2007 г.	62 тыс. т масел	Моторные, трансмиссионные, индустриальные масла	Модернизация производственных мощностей
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть — Смазочные материалы»	Омск	2009 г.	310 тыс. т масел	Моторные и индустриальные масла	Строительство комплекса гидроизодепарафинизации остатка гидрокрекинга с получением базовых масел групп II и III
Рязанский опытный завод битумных материалов (РЗБМ)	ООО «Газпромнефть — Рязанский завод битумных материалов»	Рязань	2011 г. (установка по производству ПБВ)	120 тыс. т ПБВ	ПБВ	–
Битумный завод	ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан»	Южно-Казахстанская область (Казахстан)	2011 г.	280 тыс. т	Дорожный и строительный битум	–
ООО «НОВА-Брит»	ООО «НОВА-Брит»	Вязьма, Смоленская область	2005 г.	80 тыс. т	Битумпроизводные продукты для дорожного, аэродромного строительства, жилищно-коммунального хозяйства, мосто- и метро-строения; битумные мастики и герметики, битумно-полимерные стыковочные ленты, битумные эмульсии, ПБВ, полимерно-битумные эмульсионные мастики, защитно-восстановительные составы, «жидкая» резина	–
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	–

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции по состоянию на 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 г.
НПЗ	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават	1955 г.	10,0 млн т нефти и газового конденсата стабильного	Бензин автомобильный, фракция пентан-изопентановая, изомеризат, фракция изопентановая, бензол нефтяной, толуол нефтяной, дизельное топливо, мазут, топливо нефтяное АВТ, сырье для производства вязких нефтяных дорожных битумов, сера техническая, битумы нефтяные	— Строительство установок производства водорода с блоком короткоцикловой адсорбции (КЦА) мощностью 25 тыс. нормальных м <sup>3</sup> водорода в час, а также блоков КЦА мощностью 42,0 тыс. нормальных м <sup>3</sup> в час по сырью и не менее 25 тыс. нормальных м <sup>3</sup> 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, АВТ-4 и гидроочищенного вакуумного газойля с установки гидроочистки вакуумного газойля Л-16-1 с получением высокооктанового компонента товарных бензинов. — 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 31.12.2018 г.	Основная продукция	Основные инвестиционные проекты, реализуемые на предприятиях по состоянию на 31.12.2018 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, 352,8 тыс. т этилена, 158,9 тыс. т пропилена, 152,3 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-изопрен-циклопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола пиролизная тяжелая, стирол, этилбензол, полистиролы, полиэтилен высокой плотности, полиэтилен высокого давления, спирт нормальный бутиловый технический, спирт изобутиловый технический, 2-этилгексанол, пластификатор ДОФ	–
Газохимический завод	Салават	Салават	1964 г.	604,8 тыс. т аммиака, 701,7 тыс. т карбамида	Аммиак, карбамид, аммиачная вода	–
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	–

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 31.12.2018 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.	134,0 тыс. т	Полипропилен
Полиом	ООО «Полиом» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг» и ЗАО «ГК Титан»)	Омск	2013 г.	218,0 тыс. т	Полипропилен
Тоталь — ПМБ	ООО «Газпромнефть — Тоталь ПМБ» (СП с концерном Total)	Москва	2014 г.	40,0 тыс. т	Полимерно-модифицированные битумы и ПБВ, битумная эмульсия
Южно-Приобский ГПЗ	ООО «Южно-Приобский ГПЗ» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг»)	Ханты-Мансийск	2015 г.	900,0 млн м <sup>3</sup> ПНГ	Сухой отбензиненный газ, ШФЛУ

Основные проекты Группы Газпром по созданию новых предприятий по переработке углеводородного сырья, производству продукции газоз- 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 31.12.2018 г.)
Новоуренгойский ГК. Цель — переработка газов деэтаннизации конденсата, месторождений Надым-Пур-Газовского региона; потенциальными рынками сбыта товарной продукции являются российские потребители, европейский и азиатский рынки.	ООО «Новоуренгойский ГК»	Новый Уренгой	1 456 тыс. т этансодержащего газа, 400 тыс. т полиэтилена низкой плотности	2021 г.	Ведется монтаж оборудования и трубопроводов на установках получения этилена и полиэтилена, монтаж основного технологического оборудования и строительно-монтажные работы по объектам общезаводского хозяйства. Производство строительно-монтажных работ осуществляется параллельно с модернизацией и восстановлением ранее поставленного оборудования и завершением проектирования, связанного с увеличением мощности основного производств, а также с учетом проведения проекта в соответствии с изменившимися требованиями норм и правил. С целью определения оптимального варианта завершения реализации инвестиционного проекта организовано выполнение предынвестиционного исследования «Обоснование инвестиций проекта модернизации Новоуренгойского газохимического комплекса», завершение работы запланировано на 2019 г.
Амурский ГПЗ. Цель — комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи.	ПАО «Газпром»	Свободненский район, Амурская область	Переработка 42,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа в год (с возможностью увеличения до 49,0 млрд м <sup>3</sup> в год). Производство 39,0 млрд м <sup>3</sup> товарного газа, до 2,0 млн т этана, до 1,5 млн т СУГ, до 0,2 млн т ПГФ, 60,0 млн м <sup>3</sup> телиа	2021 г. (первый пусковой комплекс)	Завершена разработка проектной документации, получены положительные заключения государственной экспертизы проектной документации, завершается разработка рабочей документации. Офигурены права на земельные участки. Полностью завершены земляные работы, подготовлена инфраструктура, проводятся полномасштабные работы по строительству объектов газоперерабатывающего телиевого комплекса. На площадку завода осуществляется поставка строительных материалов и оборудования.
Установка стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона. Цель — создание на севере Тюменской области схемы подготовки и транспорта тазового парафинистого сырья (нефти и конденсата ачимовских залежей).	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	По нестабильному конденсату — 4,0 млн т в год, по деэтаннизированному конденсату — 2,4 млн т в год, по стабильному конденсату — 1,2 млн т в год, по газам деэтаннизации — 0,4 млрд м <sup>3</sup> в год	2019 г.	Ведутся строительно-монтажные работы.

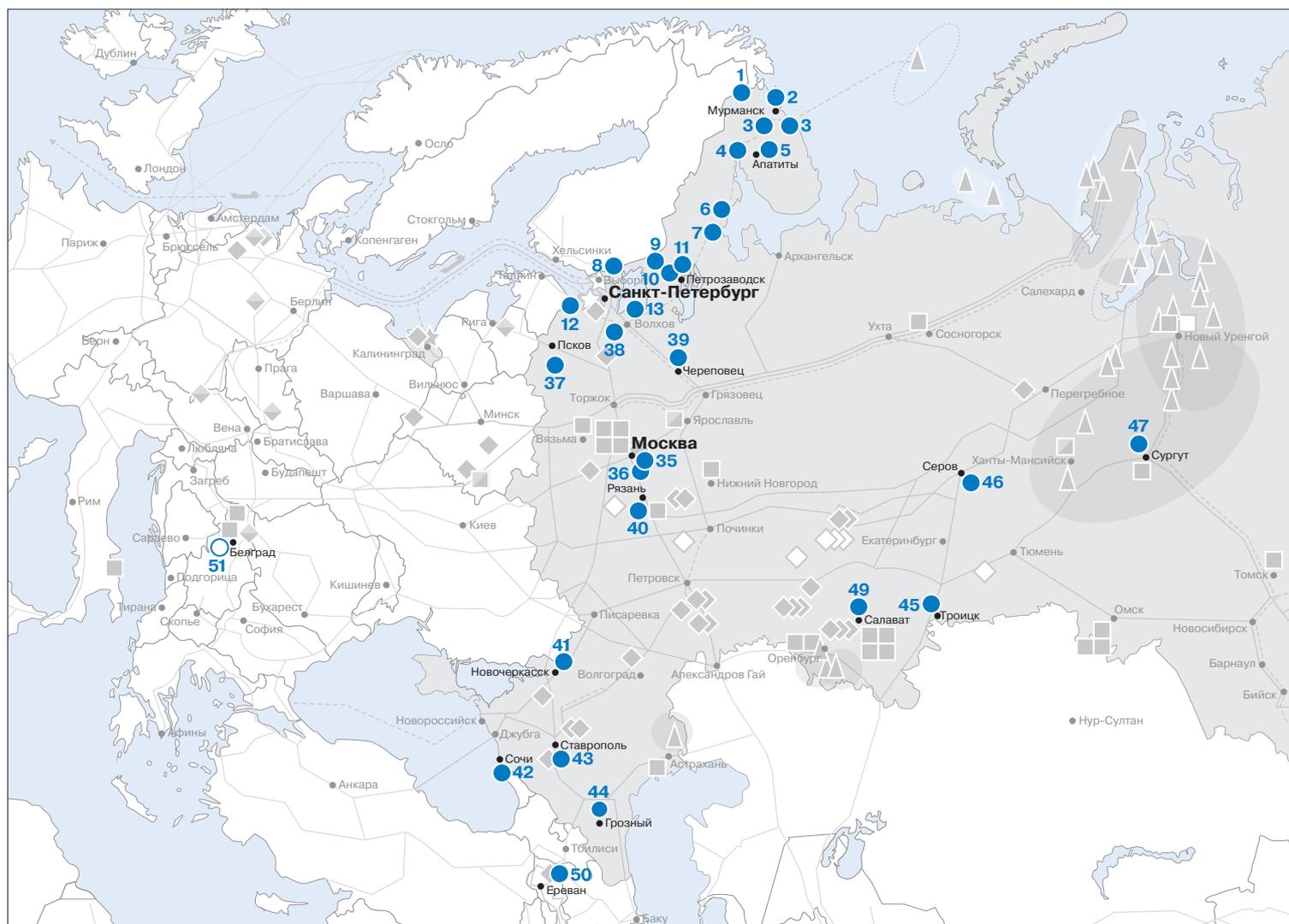
**Мощности Группы Газпром по транспортировке жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона**

Наименование	Компания	Место-положение	Годовая проектная производительность	Год ввода в эксплуатацию
Конденсатопровод Уренгой — Сургут (II нитка). Участок км 107 — км 288.	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 12,0 млн т углеводородов	2018 г.

**Проекты Группы Газпром по транспортировке жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона**

Наименование проекта	Компания	Место-положение	Годовая проектная производительность	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 г.)
Нефтеперекачивающая станция Уренгойская	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2019 г.	Ведутся строительные-монтажные работы.
Нефtekонденсатопровод Уренгой — Пурле		Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2019 г.	Ведутся строительные-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)

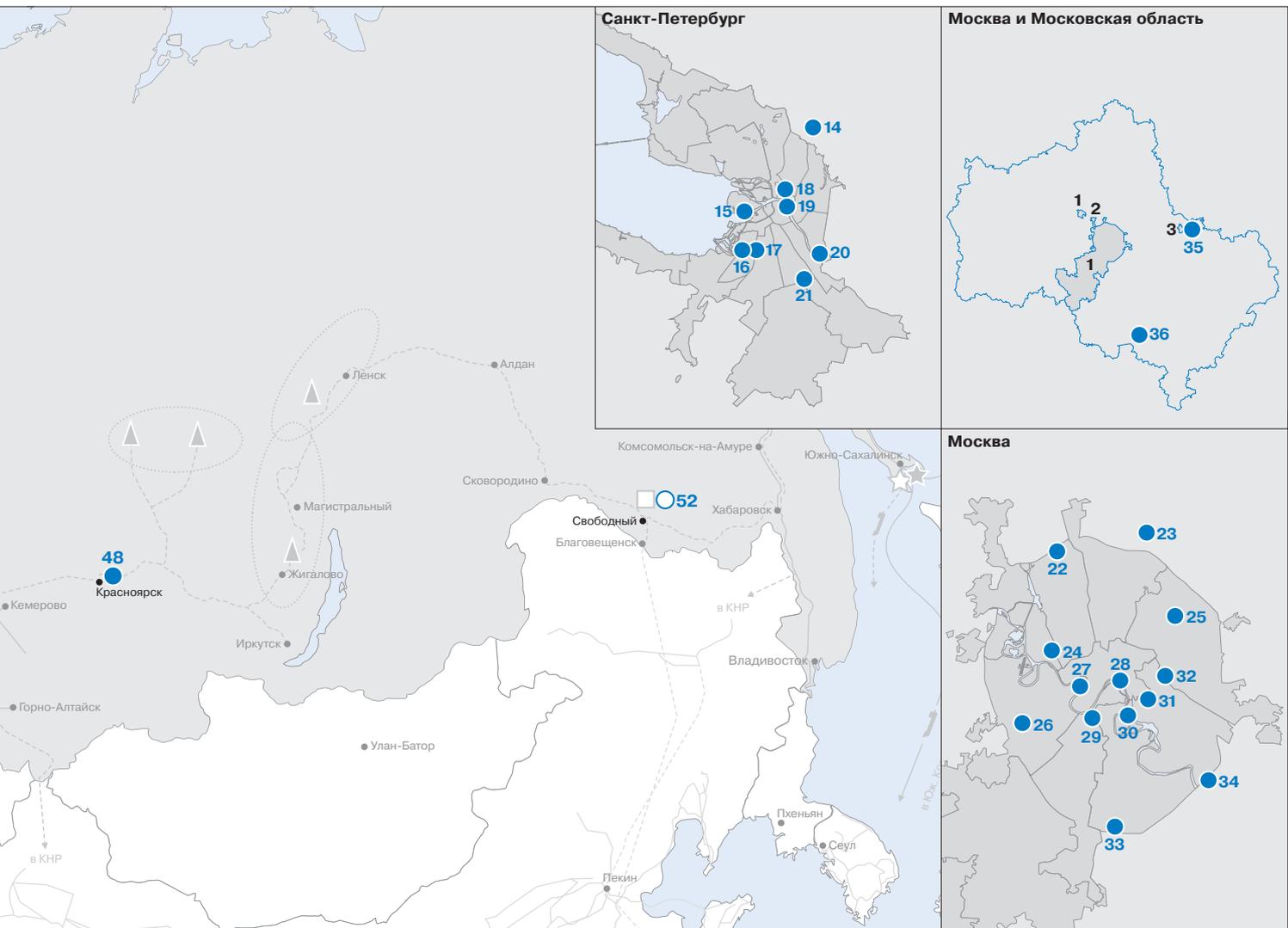
**ПАО «ТГК-1» в Мурманской области, Республике Карелия, Ленинградской области**

- 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 Ладожских 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 2018 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** Грозненская ТЭС
- 45** Троицкая ГРЭС
- 46** Серовская ГРЭС
- 47** Сургутская ГРЭС-1
- 48** Красноярская ГРЭС-2

**49 Ново-Салаватская ТЭЦ**

- 50** 5-й энергоблок Разданской ТЭС (Армения)
- 51** Проект ТЭЦ в г. Панчево (Сербия)
- 52** Проект Свободненской ТЭС

## Генерирующие мощности Группы Газпром

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Электрические мощности, МВт</b>					
<b>На территории России</b>					
<b>Газпром энергохолдинг</b>					
ПАО «Мосэнерго»	12 737	12 915	12 963	12 873	12 798
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества	166	129	–	–	–
ПАО «ОГК-2»	18 422	18 024	18 955	18 997	18 828
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	7 164	7 057	6 951	6 950	6 950
<b>Всего</b>	<b>38 489</b>	<b>38 125</b>	<b>38 869</b>	<b>38 820</b>	<b>38 576</b>
<b>Прочие активы</b>					
Газпром нефтехим Салават	541	541	893	893	893
Другие	–	–	3	3	3
<b>Всего</b>	<b>541</b>	<b>541</b>	<b>896</b>	<b>896</b>	<b>896</b>
<b>Итого на территории России</b>	<b>39 030</b>	<b>38 666</b>	<b>39 765</b>	<b>39 716</b>	<b>39 472</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Газпром Армения»	467	467	467	467	467
Другие	–	–	13	13	12
<b>Итого на территории зарубежных стран</b>	<b>467</b>	<b>467</b>	<b>480</b>	<b>480</b>	<b>479</b>
<b>Итого</b>	<b>39 497</b>	<b>39 133</b>	<b>40 245</b>	<b>40 196</b>	<b>39 951</b>
<b>Тепловые мощности, Гкал/ч</b>					
<b>На территории России</b>					
<b>Газпром энергохолдинг</b>					
ПАО «Мосэнерго»	40 371	43 315	42 894	42 761	43 136
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества*	10 546	6 845	7 036	7 236	7 091
ПАО «ОГК-2»	4 336	4 336	4 169	4 162	3 934
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	14 152	14 142	14 532	13 646	13 745
<b>Всего</b>	<b>69 405</b>	<b>68 638</b>	<b>68 631</b>	<b>67 805</b>	<b>67 906</b>
<b>Прочие активы</b>					
Газпром нефтехим Салават**	1 619	1 619	2 352	2 352	2 352
Другие	–	–	759	801	518
<b>Всего</b>	<b>1 619</b>	<b>1 619</b>	<b>3 111</b>	<b>3 153</b>	<b>2 870</b>
<b>Итого на территории России</b>	<b>71 024</b>	<b>70 257</b>	<b>71 742</b>	<b>70 958</b>	<b>70 776</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
	–	–	9	9	9
<b>Итого</b>	<b>71 024</b>	<b>70 257</b>	<b>71 751</b>	<b>70 967</b>	<b>70 785</b>

\* Начиная с 2015 г. установленные тепловые мощности приводятся с учетом показателей дочерних обществ ПАО «МОЭК» — ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго».

\*\* Начиная с 2018 г. установленные тепловые мощности Ново-Салаватская ТЭЦ в составе Газпром нефтехим Салавата приводятся с учетом установленной тепловой мощности паровых котлов. В целях обеспечения сопоставимости данных показатели за 2016–2017 гг. были пересчитаны.

Производство тепла и электроэнергии Группой Газпром

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Производство электроэнергии, млрд кВт·ч</b>					
<b>На территории России</b>					
<b>Газпром энергохолдинг</b>					
ПАО «Мосэнерго»	56,67	54,71	59,07	57,87	58,31
ПАО «МОЭК»	0,41	0,13	–	–	–
ПАО «ОГК-2»	68,69	64,36	67,09	63,43	58,92
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	26,43	25,81	27,67	29,51	29,33
<b>Всего</b>	<b>152,20</b>	<b>145,01</b>	<b>153,83</b>	<b>150,81</b>	<b>146,56</b>
<b>Прочие активы</b>					
Газпром нефтехим Салават	2,37	2,35	2,90	4,65	4,94
Другие	–	–	0,0	0,0	0,0
<b>Всего</b>	<b>2,37</b>	<b>2,35</b>	<b>2,90</b>	<b>4,65</b>	<b>4,94</b>
<b>Итого на территории России</b>	<b>154,57</b>	<b>147,36</b>	<b>156,73</b>	<b>155,46</b>	<b>151,50</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Газпром Армения»	0,86	0,64	0,69	0,99	1,62
Другие	–	–	0,09	0,10	0,07
<b>Итого на территории зарубежных стран</b>	<b>0,86</b>	<b>0,64</b>	<b>0,78</b>	<b>1,09</b>	<b>1,69</b>
<b>Итого</b>	<b>155,43</b>	<b>148,00</b>	<b>157,51</b>	<b>156,55</b>	<b>153,19</b>
<b>Производство тепла, млн Гкал</b>					
<b>На территории России</b>					
<b>Газпром энергохолдинг</b>					
ПАО «Мосэнерго»	70,32	71,68	81,83	79,45	82,29
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества*	18,43	12,29	10,19	9,85	10,17
ПАО «ОГК-2»	7,09	6,52	6,90	6,76	7,01
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	24,34	23,02	24,44	24,71	24,89
<b>Всего</b>	<b>120,18</b>	<b>113,51</b>	<b>123,36</b>	<b>120,77</b>	<b>124,36</b>
<b>Прочие активы</b>					
Газпром нефтехим Салават	5,04	5,11	5,44	5,78	6,07
Другие	–	–	0,69	0,79	0,82
<b>Всего</b>	<b>5,04</b>	<b>5,11</b>	<b>6,13</b>	<b>6,57</b>	<b>6,89</b>
<b>Итого на территории России</b>	<b>125,22</b>	<b>118,62</b>	<b>129,49</b>	<b>127,34</b>	<b>131,25</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
	–	–	0,00	–	–
<b>Итого</b>	<b>125,22</b>	<b>118,62</b>	<b>129,49</b>	<b>127,34</b>	<b>131,25</b>

\* Начиная с 2015 г. объемы производства тепловой энергии приводятся с учетом показателей дочерних обществ ПАО «МОЭК» — ООО «ТСК Новая Москва» и ООО «ТСК Мосэнерго».

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 «ОПК-2»	Повышение надежности энергоснабжения Чеченской Республики	2 ГТУ	356 МВт	—	2019 г. (энергоблок № 2)
Строительство Свободненской ТЭС	ООО «Амурская ТЭС»	Обеспечение энергоснабжения Амурского ППЗ	2 ПСУ	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	ПГУ (2 ГТУ и ПСУ)	200 МВт	Уточняется	2020 г.

## Реализация газа

### Выручка от продажи газа

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>млн руб.</b>					
Россия	820 567	805 615	819 924	875 685	954 493
Дальнее зарубежье	1 752 147	2 165 500	2 140 027	2 221 217	2 951 215
Страны БСС	411 722	429 660	309 644	292 777	348 625
Ретроактивные корректировки цены на газ	949	26 482	33 175	-49 092	49 338
<b>Всего</b>	<b>2 985 385</b>	<b>3 427 257</b>	<b>3 302 770</b>	<b>3 340 587</b>	<b>4 303 671</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	21 258	13 138	12 269	15 018	15 175
Дальнее зарубежье	45 392	35 315	32 022	38 093	46 919
Страны БСС	10 666	7 007	4 633	5 021	5 543
Ретроактивные корректировки цены на газ	25	432	496	-842	784
<b>Всего</b>	<b>77 341</b>	<b>55 892</b>	<b>49 420</b>	<b>57 290</b>	<b>68 421</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	16 093	11 849	11 082	13 264	12 879
Дальнее зарубежье	34 363	31 850	28 923	33 645	39 822
Страны БСС	8 075	6 319	4 185	4 435	4 704
Ретроактивные корректировки цены на газ	19	389	448	-744	666
<b>Всего</b>	<b>58 550</b>	<b>50 407</b>	<b>44 638</b>	<b>50 600</b>	<b>58 071</b>

\* 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Россия</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	3 506,5	3 641,3	3 815,5	3 808,3	3 981,3
долл.* / 1 000 м <sup>3</sup>	90,8	59,4	57,1	65,3	63,3
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	68,8	53,6	51,6	57,7	53,7
<b>Дальнее зарубежье</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	13 487,2	15 057,3	11 763,3	11 670,5	15 499,5
долл. / 1 000 м <sup>3</sup>	349,4	245,6	176,0	200,2	246,4
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	264,5	221,5	159,0	176,8	209,1
<b>Страны БСС</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	10 115,9	11 911,0	10 263,1	9 237,0	10 225,9
долл. / 1 000 м <sup>3</sup>	262,1	194,2	153,6	158,4	162,6
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	198,4	175,2	138,7	139,9	138,0

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Объем продаж газа в России	234,0	221,2	214,9	229,9	239,7
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	159,4	184,4	228,3	242,0	243,3
Объем продаж газа в страны БСС	48,1	40,3	33,2	35,0	38,1
<b>Всего</b>	<b>441,5</b>	<b>445,9</b>	<b>476,4</b>	<b>506,9</b>	<b>521,1</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Объем продаж газа в дальнее зарубежье</b>					
Австрия	4,2	5,0	7,5	9,8	9,0
Бельгия	–	1,5	2,5	2,7	2,8
Болгария	2,8	3,1	3,2	3,3	3,2
Босния и Герцеговина	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Великобритания	15,5	22,5	25,7	29,1	34,2
Венгрия	5,4	6,0	5,7	7,0	7,3
Германия	40,3	47,4	57,9	67,1	65,7
Греция	1,7	2,0	2,7	2,9	3,3
Дания	0,4	0,7	1,7	1,8	1,7
Ирландия	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3
Испания	–	–	–	0,2	0,1
Италия	21,7	24,4	24,7	23,7	22,6
Македония	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2
Нидерланды	4,7	8,4	27,5	17,4	21,4
Польша	9,1	8,9	11,1	10,5	9,9
Румыния	0,5	0,3	1,7	1,4	1,5
Сербия	1,5	1,9	1,9	2,2	2,2
Словакия	4,4	3,8	3,7	4,5	5,0
Словения	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Турция	27,3	27,0	24,8	29,0	24,0
Финляндия	3,1	2,8	2,5	2,4	2,6
Франция	7,6	10,5	12,5	13,3	13,3
Хорватия	0,6	0,6	0,8	2,8	2,8
Чехия	0,8	0,9	3,1	3,8	2,6
Швейцария	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6
Другие страны	6,6	5,4	5,8	5,5	6,3
<b>Всего</b>	<b>159,4</b>	<b>184,4</b>	<b>228,3</b>	<b>242,0</b>	<b>243,3</b>
<b>Объем продаж газа в страны БСС</b>					
Азербайджан	–	0,1	–	0,4	1,0
Армения	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Беларусь	19,6	18,4	18,3	18,8	20,0
Грузия	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0
Казахстан	5,1	4,7	4,7	4,8	6,2
Кыргызстан	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3
Латвия	1,0	1,3	1,3	1,8	1,3
Литва	2,5	2,2	0,9	1,4	1,4
Молдова	2,8	2,9	3,0	2,7	3,0
Украина	14,5	7,8	2,4	2,4	2,7
Эстония	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4
Южная Осетия	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Всего</b>	<b>48,1</b>	<b>40,3</b>	<b>33,2</b>	<b>35,0</b>	<b>38,1</b>

### Объемы продаж крупнотоннажного СПГ Группой Газпром на рынки зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>трлн БТЕ</b>					
Аргентина	41,1	16,2	19,7	–	–
Египет	–	3,4	3,4	–	–
Индия	–	18,7	22,7	9,9	36,1
Испания	–	–	–	6,5	2,9
Китай	6,6	6,6	3,4	29,4	29,2
Кувейт	3,0	3,3	3,3	16,9	20,1
Малайзия	6,5	–	–	–	–
Мексика	–	–	6,5	–	–
ОАЭ	–	–	6,5	3,1	–
Республика Корея	36,2	26,5	3,3	13,2	26,4
Таиланд	–	–	–	3,3	–
Тайвань (Китай)	–	9,9	26,0	19,8	19,3
Япония	49,2	78,1	78,5	56,9	29,7
Поставки на условиях FOB	17,1	7,0	3,0	–	21,4
<b>Всего*</b>	<b>159,6</b>	<b>169,6</b>	<b>176,5</b>	<b>159,2</b>	<b>185,0</b>
В т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2»	53,1	86,0	59,4	72,9	70,1
<b>Всего, млн т</b>	<b>3,35</b>	<b>3,56</b>	<b>3,71</b>	<b>3,34</b>	<b>3,88</b>
<b>Всего, млрд м³</b>	<b>4,47</b>	<b>4,75</b>	<b>4,94</b>	<b>4,46</b>	<b>5,18</b>

\* Итоговые значения могут отличаться от сумм слагаемых в результате округлений.

**Примечание.** Рассчитано в соответствии с принципами, используемыми при подготовке управленческой отчетности. В связи с различиями в методологии подготовки консолидированной финансовой и управленческой отчетности показатели, рассчитанные по данным методикам, могут быть несопоставимы.

## Перспективные проекты производства крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 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	Свыше 10 млн т СПГ в год	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 (район морского торгового порта Усть-Луга). В октябре 2018 г. ПАО «Газпром» и компания Shell подписали Рамочное соглашение о совместной разработке технической концепции проекта «Балтийский СПГ» (в объеме pre-FEED). Компанией специального назначения ООО «Газпром СПГ Санкт-Петербург» осуществляется разработка Технической концепции проекта.
Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2»	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона	До 5,4 млн т СПГ в год	2023–2024 гг.	Получено положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» на пакет проектной документации, разработанной по стандартам Российской Федерации, на расширение ГТС, строительство причала отгрузки СПГ и на строительство технологической линии завода СПГ.

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

Наименование	Целевые рынки сбыта	Проектная производительность	Срок реализации	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2018 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 СПГ в год	2019 г.	Проектная и рабочая документация по проекту разработана в полном объеме. Основное технологическое оборудование КСПГ поставлено на площадку строительства. Ведутся строительные-монтажные работы. В декабре 2018 г. введена в эксплуатацию подстанция 110 кВ «Мыс». Ведутся работы по конверсии приобретенного газозавоза в плавучее хранилище. По завершению конверсионных работ плавучее хранилище будет пришвартовано к технологическому причалу КСПГ.
Завод по производству СПГ в районе г. Владивостока	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона, включая Китай и Японию, а также бункеровка судов СПГ, в том числе на Дальнем Востоке России	1,5 млн т СПГ в год	Будет определен по итогам разработки Обоснования инвестиций	Выполняется Обоснование инвестиций.

### Мощности Группы Газпром по приему, хранению и регазификации СПГ

Наименование	Назначение	Проектная производительность	Год ввода в эксплуатацию
Терминал по приему, хранению и регазификации СПГ на базе плавучей регазификационной установки в Калининградской области	Обеспечение энергобезопасности Калининградской области	2,7 млрд м <sup>3</sup> газа в год	2018 г.

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

Страна	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Австрия	–	303,5	872,2	816,5	732,7
Бельгия	–	620,7	1 530,7	1 539,8	1 736,4
Великобритания	2 734,7	3 028,0	3 825,6	4 607,3	4 917,2
Венгрия	–	104,8	197,4	846,6	330,1
Германия	–	3 665,7	13 163,4	16 408,1	13 953,4
Ирландия	158,0	187,4	59,8	96,2	316,4
Македония	88,5	93,0	139,5	212,8	92,0
Нидерланды	29,4	1 335,5	3 220,8	2 537,9	2 991,6
Румыния	–	22,8	169,7	221,5	70,7
Франция	510,1	780,9	947,9	1 013,3	1 083,0
Чехия	–	233,9	809,1	1 634,8	1 900,7
Словакия	–	–	6,5	–	83,3
<b>Всего</b>	<b>3 520,7</b>	<b>10 376,2</b>	<b>24 942,6</b>	<b>29 934,8</b>	<b>28 207,5</b>

### Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа в России, млрд м<sup>3</sup>

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Внутреннее потребление газа в России	458,4	444,3	456,7	468,0	493,2
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома (без учета технологических нужд ГТС)	353,7	339,4	348,7	351,3	361,7
Группой Газпром по ГТС (с учетом покупки у компаний, не входящих в Группу Газпром)	237,8	221,9	226,9	231,3	244,1
от добычи Группы Газпром	237,0	211,2	210,2	216,3	224,9

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Все категории	3 656,5	3 759,4	3 938,2	3 988,5	4 117,2
Промышленные потребители	3 848,9	3 958,1	4 158,1	4 202,3	4 316,4
Население	3 082,9	3 253,0	3 422,8	3 512,9	3 640,0

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

### Газораспределение и газификация в России

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км	734,0	746,3	760,1	773,4	786,7
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м <sup>3</sup>	246,7	231,3	208,0	239,0	239,7
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ), в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	27,0	26,8	27,0	28,5	27,7
промышленные объекты, тыс. ед.	31,5	32,8	32,9	31,6	32,4
сельскохозяйственные объекты, тыс. ед.	6,5	6,9	7,2	7,6	8,1
коммунально-бытовые объекты, тыс. ед.	286,9	303,6	312,3	326,1	332,6
Объем финансирования Газпромом программ газификации, млрд руб.	28,8	27,6	25,0	29,5	36,7
Уровень газификации природным газом*, в т. ч.:					
города и поселки городского типа	70,3 %	70,4 %	70,9 %	71,4 %	71,9 %
сельская местность	54,6 %	56,1 %	57,1 %	58,7 %	59,4 %

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

### Деятельность Группы Газпром в области газораспределения на территории зарубежных стран

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Армения</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	14 135	14 330	14 701	15 063	18 245
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	2 055,5	1 861,7	1 888,1	1 985,2	2 187,0
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	659	669	678	689	702
промышленные объекты, ед.	1 766	1 819	1 873	1 933	1 991
сельскохозяйственные объекты, ед.	448	476	508	566	654
коммунально-бытовые объекты, ед.	11 931	12 502	12 254	13 044	13 522
<b>Кыргызстан</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	2 826	2 861	2 896	3 093	3 632
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	239,3	261,1	262,7	282,5	312,4
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	289	292	296	303	317
промышленные объекты, ед.	155	159	200	203	203
коммунально-бытовые объекты, ед.	2 636	2 729	2 890	2 992	3 189
<b>Румыния*</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	x	256	284	296	313
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	x	61,5	63,0	71,5	73,0
Обслуживаемые потребители:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	x	33	37	41	44
промышленные предприятия, ед.	x	1 383	1 457	1 590	1 685

\* Показатели приведены начиная с года установления контроля со стороны Группы Газпром над организацией, осуществляющей деятельность в области газораспределения на территории страны.

## 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>млн руб.</b>					
Россия	51 603	77 519	81 302	71 434	64 645
Дальнее зарубежье	141 618	155 509	307 128	438 754	631 560
Страны БСС	16 013	27 580	23 528	29 770	38 748
<b>Всего</b>	<b>209 234</b>	<b>260 608</b>	<b>411 958</b>	<b>539 958</b>	<b>734 953</b>
<b>млн долл. *</b>					
Россия	1 337	1 264	1 217	1 225	1 028
Дальнее зарубежье	3 669	2 536	4 596	7 525	10 041
Страны БСС	415	450	352	511	616
<b>Всего</b>	<b>5 421</b>	<b>4 250</b>	<b>6 165</b>	<b>9 261</b>	<b>11 685</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	1 012	1 140	1 099	1 082	872
Дальнее зарубежье	2 777	2 287	4 151	6 646	8 522
Страны БСС	314	406	318	451	523
<b>Всего</b>	<b>4 103</b>	<b>3 833</b>	<b>5 568</b>	<b>8 179</b>	<b>9 917</b>

\* Данные 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Россия	4,7	5,3	5,9	4,3	2,7
Дальнее зарубежье	9,8	9,8	17,1	21,6	21,2
Страны БСС	1,2	1,9	1,7	1,7	1,7
<b>Всего</b>	<b>15,7</b>	<b>17,0</b>	<b>24,7</b>	<b>27,6</b>	<b>25,6</b>

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>млн руб.</b>					
Россия	953 136	981 792	980 352	1 115 125	1 394 137
Дальнее зарубежье	586 204	468 464	428 327	454 330	640 977
Страны БССТ	79 874	105 335	88 883	117 635	144 658
<b>Всего</b>	<b>1 619 214</b>	<b>1 555 591</b>	<b>1 497 562</b>	<b>1 687 090</b>	<b>2 179 772</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	24 693	16 011	14 669	19 124	22 164
Дальнее зарубежье	15 187	7 640	6 409	7 792	10 190
Страны БССТ	2 069	1 718	1 330	2 017	2 300
<b>Всего</b>	<b>41 949</b>	<b>25 369</b>	<b>22 408</b>	<b>28 933</b>	<b>34 654</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	18 693	14 440	13 250	16 891	18 812
Дальнее зарубежье	11 496	6 890	5 789	6 882	8 649
Страны БССТ	1 566	1 549	1 201	1 782	1 952
<b>Всего</b>	<b>31 755</b>	<b>22 879</b>	<b>20 240</b>	<b>25 555</b>	<b>29 413</b>

\* Данные 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
Россия	41,5	41,3	41,1	40,8	43,2
Дальнее зарубежье	29,9	23,8	22,6	20,9	21,3
Страны БССТ	4,0	4,3	4,2	4,3	4,4
<b>Всего</b>	<b>75,4</b>	<b>69,4</b>	<b>68,0</b>	<b>66,0</b>	<b>68,9</b>

**Примечание.** Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Автомобильный бензин	13,45	13,65	14,92	13,39	15,53
Дизельное топливо	17,31	15,49	15,85	15,89	17,25
Авиационное топливо	3,96	3,76	3,51	3,60	3,94
Мазут топочный	11,17	8,58	7,62	5,78	6,46
Масла	0,39	0,43	0,44	0,41	0,48
СУГ	5,44	4,85	4,49	3,70	4,10
Сера	5,54	5,19	5,46	5,31	5,25
Минеральные удобрения	0,70	0,69	0,95	0,89	0,86
Полимеры	0,17	0,16	0,14	0,11	0,11
Прочие продукты переработки, газо- и нефтехимии	17,27	16,62	14,57	16,88	14,88
<b>Всего</b>	<b>75,40</b>	<b>69,42</b>	<b>67,95</b>	<b>65,96</b>	<b>68,86</b>

Примечание. Без учета реализации гелия и внутригрупповых продаж.

**Реализация гелия Группой Газпром**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Гелий газообразный, млн м <sup>3</sup>	2,74	3,04	3,18	3,32	3,42
Гелий жидкий, т	139,96	314,15	299,32	289,56	260,08

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				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>млн руб.</b>					
Россия	409 087	403 084	461 908	487 283	501 362
Дальнее зарубежье	15 383	19 057	17 350	13 599	15 643
Страны БССТ	2 481	2 524	2 458	2 937	5 090
<b>Всего</b>	<b>426 951</b>	<b>424 665</b>	<b>481 716</b>	<b>503 819</b>	<b>522 095</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	10 598	6 573	6 912	8 357	7 971
Дальнее зарубежье	399	311	260	233	249
Страны БССТ	64	41	37	50	81
<b>Всего</b>	<b>11 061</b>	<b>6 925</b>	<b>7 209</b>	<b>8 640</b>	<b>8 301</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	8 023	5 929	6 243	7 381	6 765
Дальнее зарубежье	302	280	234	206	211
Страны БССТ	49	37	33	44	69
<b>Всего</b>	<b>8 374</b>	<b>6 246</b>	<b>6 510</b>	<b>7 631</b>	<b>7 045</b>

\* Данные 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				
	2014	2015	2016	2017	2018
млн руб.	172 842	193 965	198 971	235 061	225 673
млн долл.*	4 478	3 163	2 977	4 031	3 588
млн евро*	3 390	2 853	2 689	3 560	3 045

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Всего	121,1	121,5	129,0	137,9	136,4
в т. ч. российский газ	113,7	113,9	121,3	130,4	128,3

## Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду в Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т</b>	<b>2 797,6</b>	<b>2 830,6</b>	<b>2 868,5</b>	<b>2 795,9</b>	<b>2 894,0</b>
в т. ч.: оксид углерода	547,0	533,6	550,5	529,9	594,1
оксиды азота	313,1	286,3	288,5	313,6	328,6
диоксид серы	289,3	328,4	346,1	262,7	276,2
углеводороды (включая метан)	1 398,5	1 430,8	1 462,3	1 495,7	1 497,8
<b>Выбросы парниковых газов, млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента</b>	<b>228,3</b>	<b>220,0</b>	<b>228,2</b>	<b>233,8</b>	<b>240,0</b>
<b>Сбросы сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м<sup>3</sup></b>	<b>4 179,1</b>	<b>3 853,8</b>	<b>3 855,5</b>	<b>3 905,3</b>	<b>3 658,4</b>
в т. ч.: нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	3 991,6	3 660,6	3 691,2	3 781,7	3 579,5
<b>Образование отходов, тыс. т</b>	<b>4 831,4</b>	<b>4 954,0</b>	<b>4 289,8</b>	<b>4 130,3</b>	<b>3 555,1</b>
<b>Площадь нарушенных земель в течение года, тыс. га</b>	<b>15,4</b>	<b>58,1</b>	<b>27,0</b>	<b>42,2</b>	<b>25,8</b>
<b>Площадь рекультивированных земель, тыс. га</b>	<b>12,6</b>	<b>18,2</b>	<b>42,5</b>	<b>19,6</b>	<b>15,8</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Текущие эксплуатационные затраты	18 047,9	16 399,9	17 189,7	18 219,8	22 638,0
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	9 403,5	12 806,3	14 725,6	14 495,6	14 584,1
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	4 204,9	2 962,9	2 187,9	1 752,6	1 932,2
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	1 746,9	1 790,4	824,8	768,0	615,8
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	15 578,3	15 754,3	22 541,9	35 584,5	29 188,6
<b>Всего</b>	<b>48 981,5</b>	<b>49 713,8</b>	<b>57 469,9</b>	<b>70 820,5</b>	<b>68 958,7</b>

## Энергосбережение ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Природный газ</b>					
млн м <sup>3</sup>	2 070,7	2 255,3	2 285,0	3 013,5	2 951,9
тыс. т у. т.	2 360,6	2 571,0	2 641,1	3 480,6	3 409,5
<b>Электроэнергия</b>					
млн кВт·ч	254,6	260,6	256,0	331,4	364,3
тыс. т у. т.	82,8	84,7	84,5	107,7	118,4
<b>Тепловая энергия</b>					
тыс. Гкал	237,2	205,0	254,2	268,4	235,9
тыс. т у. т.	33,9	29,3	36,4	38,4	33,7
<b>Всего, тыс. т у. т.</b>	<b>2 477,3</b>	<b>2 685,0</b>	<b>2 762,0</b>	<b>3 626,7</b>	<b>3 561,6</b>

**Примечание.** Пересчет объемов экономии топливно-энергетических ресурсов в тонны условного топлива проводился с использованием следующих соотношений: 1 тыс. м<sup>3</sup> газа = 1,155 т у. т. (2015 г. и ранее: 1 тыс. м<sup>3</sup> газа = 1,14 т у. т.); 1 тыс. кВт·ч = 0,325 т у. т.; 1 тыс. Гкал = 0,143 т у. т.

# Управление патентными правами, НИОКР

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

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Общее количество патентов на объекты патентных прав, принадлежащих ПАО «Газпром» и его дочерним обществам, ед.	2 131	2 238	2 269	2 365	2 555
в т. ч. использовано в производственной деятельности	351	356	406	427	441
Экономический эффект от использования объектов патентных прав в производстве, млрд руб.	3,1	6,1	7,1	8,0	10,3

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
Объем НИОКР в денежном выражении, выполненных по заказу Группы Газпром (без НДС)	10,8	9,9	6,3	8,2	9,0

## Структура персонала Группы Газпром

	По состоянию на 31 декабря				
	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Списочная численность работников Группы, тыс. человек</b>					
ПАО «Газпром»	24,3	24,8	25,6	26,2	26,7
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	233,3	235,4	237,4	235,6	232,9
Газпром нефть	66,4	65,0	71,4	67,6	68,5
Газпром энергохолдинг	45,5	45,0	44,9	44,2	43,3
Газпром нефтехим Салават	15,7	15,5	15,4	16,3	15,2
Прочие дочерние общества и организации	74,4	76,7	72,7	79,7	79,5
<b>Всего</b>	<b>459,6</b>	<b>462,4</b>	<b>467,4</b>	<b>469,6</b>	<b>466,1</b>
в т. ч.: по категориям:					
руководители	13,7 %	13,7 %	13,9 %	13,9 %	14,2 %
специалисты и другие служащие	30,9 %	31,5 %	31,6 %	31,5 %	32,4 %
рабочие	55,4 %	54,8 %	54,5 %	54,6 %	53,4 %
в т. ч.: по возрастным группам:					
до 30 лет	18,5 %	17,9 %	16,9 %	15,3 %	14,4 %
от 30 до 40 лет	29,0 %	29,7 %	30,5 %	31,3 %	32,0 %
от 40 до 50 лет	27,0 %	27,2 %	27,8 %	28,6 %	29,4 %
50 лет и старше	25,5 %	25,2 %	24,8 %	24,8 %	24,2 %

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

**Примечание.** Без учета показателей организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

## Коэффициенты пересчета и условные обозначения

### Коэффициенты пересчета

Мера	Соответствие
1 тыс. м <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> газа 0,021 т СПГ

### Условные обозначения

Знак	Значение
x	Данные не могут быть приведены.
–	Явление отсутствует.
0,0	Менее чем 0,05.
0,00	Менее чем 0,005.

## Порядок расчета финансовых коэффициентов

Показатель	Описание
<b>Показатели отчета о движении денежных средств</b>	
Коэффициент самофинансирования	Отношение чистых денежных средств от операционной деятельности к капитальным вложениям (показатели в соответствии с отчетом о движении денежных средств)
<b>Коэффициенты рентабельности</b>	
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)
<b>Коэффициенты ликвидности</b>	
Коэффициент текущей ликвидности	Отношение оборотных активов к краткосрочным обязательствам
Коэффициент быстрой ликвидности	Отношение оборотных активов за вычетом товарно-материальных запасов к краткосрочным обязательствам
<b>Прочие коэффициенты</b>	
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
АДР ПАО «Газпром»	Американская депозитарная расписка, выпущенная на акции ПАО «Газпром»
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
ГХК	Газохимический комплекс
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 А+В <sub>1</sub> +С <sub>1</sub>	Разведанные запасы по российской классификации с высокой степенью геологической изученности, которые соответствуют ранее принятым категориям А+В+С <sub>1</sub> (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 <sup>3</sup>	Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20 °С
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
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»
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
СПХГ	Станция подземного хранения газа
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	Теплоэлектроцентральный
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







