

# Справочник «Газпром в цифрах 2016–2020»

**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 26

Геологоразведка, эксплуатационное бурение  
и промысловые мощности 30

Перспективные месторождения 32

**Разведка и добыча  
на территории зарубежных стран** 40

**Транспортировка и подземное хранение** 50

Транспортировка 52

Подземное хранение газа 58

**Переработка углеводородного сырья,  
газо- и нефтехимия, проекты производства СПГ** 62

**Электроэнергетика** 78

Инвестиционные проекты в электроэнергетике 82

## **Маркетинг** 84

Реализация газа 84

Реализация нефти, газового конденсата  
и продуктов переработки 90

Реализация электроэнергии и тепла,  
услуг по транспортировке газа 93

## **Экология и энергосбережение** 94

## **Производственная безопасность** 97

## **Управление патентными правами, НИОКР** 98

## **Персонал** 99

## **География производственной и сбытовой деятельности** 100

## **События после отчетной даты при реализации проектов** 105

## **Справочная информация** 106

Коэффициенты пересчета  
и условные обозначения 106

Порядок расчета скорректированных показателей  
финансовой отчетности и финансовых  
коэффициентов 107

Глоссарий основных понятий и сокращений 108

# Газпром в энергетике России и мира

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности</b>					
Запасы газа*	17,1 %	16,7 %	16,2 %	16,3 %	15,6 %
Добыча газа*	11,2 %	12,0 %	12,1 %	11,7 %	10,9 %
<b>Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России</b>					
Контролируемые российские запасы газа	71,7 %	71,7 %	71,1 %	71,1 %	70,3 %
Добыча газа**	65,6 %	68,3 %	68,7 %	67,9 %	65,6 %
Добыча нефти и газового конденсата**	11,5 %	11,8 %	11,6 %	11,5 %	12,4 %
Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата**	18,4 %	17,7 %	18,2 %	18,2 %	18,7 %
Выработка электроэнергии**	14,6 %	14,8 %	14,1 %	13,7 %	12,5 %
<b>Протяженность эксплуатируемых газотранспортными дочерними обществами Группы Газпром магистральных газопроводов (МГ) и отводов на территории России***, тыс. км</b>	<b>171,8</b>	<b>172,1</b>	<b>172,6</b>	<b>175,2</b>	<b>176,8</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».

\*\*\* С учетом технологических переемычек.

## Основные финансовые показатели и коэффициенты Группы Газпром

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Показатели отчета о совокупном доходе</b>					
Выручка от продаж, млн руб.	6 111 051	6 546 143	8 224 177	7 659 623	6 321 559
Операционные расходы, млн руб.	5 280 876	5 697 056	6 181 191	6 387 071	5 665 762
Прибыль от продаж, млн руб.	726 639	871 405	1 930 030	1 119 857	614 851
Приведенный показатель EBITDA, млн руб.	1 323 258	1 467 692	2 599 284	1 859 679	1 466 541
Прибыль за год, млн руб.	997 104	766 879	1 528 996	1 269 517	162 407
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», млн руб.	951 637	714 302	1 456 270	1 202 887	135 341
<b>Базовая и разведенная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (в российских рублях), руб.</b>	42,19	32,32	65,89	53,47	5,66
<b>Показатели бухгалтерского баланса</b>					
Активы, млн руб.	16 918 938	18 238 770	20 810 440	21 882 348	23 352 185
Оборотные активы, млн руб.	3 234 346	3 469 266	4 212 230	3 828 153	3 774 289
Товарно-материальные запасы, млн руб.	711 199	772 314	909 677	946 361	971 789
Краткосрочные обязательства, млн руб.	1 921 808	2 589 516	2 473 695	2 527 476	2 626 964
Общий долг, млн руб.	2 829 623	3 266 518	3 863 822	3 863 904	4 907 614
Чистый долг, млн руб.	1 932 895	2 397 511	3 014 403	3 167 847	3 872 695
Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	11 094 531	11 629 086	13 300 009	14 104 833	14 237 943
Акционерный (собственный) капитал, включая неконтролирующую долю участия, млн руб.	11 441 839	12 015 481	13 776 153	14 615 687	14 804 732
<b>Капитальные вложения*, млн руб.</b>	1 357 336	1 504 600	1 795 884	1 818 677	1 494 185
<b>Показатели отчета о движении денежных средств</b>					
Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб.	1 571 323	1 187 022	1 617 384	1 709 384	1 918 891
Капитальные вложения, млн руб.	(1 369 052)	(1 405 780)	(1 639 474)	(1 775 923)	(1 522 565)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, млн руб.	(1 445 965)	(1 368 131)	(1 617 718)	(1 938 109)	(1 545 602)
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности, млн руб.	(460 479)	149 944	(96 070)	152 375	(106 421)
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного года, млн руб.	896 728	869 007	849 419	696 057	1 034 919
Коэффициент самофинансирования	115 %	84 %	99 %	96 %	126 %
<b>Скорректированные показатели финансовой отчетности**</b>					
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (скорректированная), млн руб.	609 184	651 670	1 678 319	994 309	594 143
Чистый долг (скорректированный), млн руб.	1 746 630	2 067 983	2 216 831	2 491 425	3 856 032
<b>Коэффициенты рентабельности***</b>					
Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность)	12 %	13 %	23 %	15 %	10 %
Рентабельность приведенного показателя EBITDA	22 %	22 %	32 %	24 %	23 %
Рентабельность прибыли за год	16 %	12 %	19 %	17 %	3 %
Рентабельность активов (ROA)	6 %	4 %	8 %	6 %	1 %
Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE)	9 %	7 %	12 %	9 %	1 %

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Коэффициенты общего и чистого долга</b>					
Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	25 %	27 %	28 %	26 %	33 %
Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия	20 %	21 %	22 %	21 %	25 %
Отношение общего долга к общим активам	17 %	18 %	19 %	18 %	21 %
Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA	2,14	2,23	1,49	2,08	3,35
Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA	1,46	1,63	1,16	1,70	2,64
Отношение чистого долга (скорректированного) к приведенному показателю EBITDA	1,32	1,41	0,85	1,34	2,63
<b>Коэффициенты ликвидности***</b>					
Коэффициент текущей ликвидности	1,68	1,34	1,70	1,51	1,44
Коэффициент быстрой ликвидности	1,31	1,04	1,34	1,14	1,07
<b>Прочие коэффициенты***</b>					
Коэффициент EV / EBITDA	4,2	3,7	2,6	5,0	6,1
Коэффициент P / E	3,6	4,0	2,3	4,8	37,6
Коэффициент P / S	0,6	0,5	0,4	0,8	0,8

\* Приведены капитальные вложения, отраженные в составе информации по сегментам в консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО.

\*\* Показатели не являются частью финансовой отчетности. Расчет производится в соответствии с Дивидендной политикой ПАО «Газпром», утвержденной Советом директоров ПАО «Газпром» в 2019 г. (решение Совета директоров ПАО «Газпром» от 24 декабря 2019 г. № 3363). Формулы расчета показателей приведены в разделе «Порядок расчета скорректированных показателей финансовой отчетности и финансовых коэффициентов».

\*\*\* Формулы расчета коэффициентов приведены в разделе «Порядок расчета скорректированных показателей финансовой отчетности и финансовых коэффициентов».

# Макроэкономические данные

Показатель*	Единица измерения	За год и по состоянию на 31 декабря				
		2016	2017	2018	2019	2020
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	5,4 %	2,5 %	4,3 %	3,0 %	4,9 %
Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост	%	7,4 %	8,4 %	11,7 %	-4,3 %	3,6 %
Средний обменный курс рубля к доллару за период	руб./долл.	66,83	58,31	62,90	64,64	72,43
Обменный курс рубля к доллару на конец периода	руб./долл.	60,66	57,60	69,47	61,91	73,88
Средний обменный курс рубля к евро за период	руб./евро	73,99	66,02	74,11	72,35	82,89
Обменный курс рубля к евро на конец периода	руб./евро	63,81	68,87	79,46	69,34	90,68
Цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	54,94	66,54	50,21	66,77	50,49
Цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	53,27	66,19	51,18	62,38	49,20
Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)**	долл./барр.	43,73	54,19	71,31	64,21	41,84
Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)**	долл./барр.	42,10	53,06	70,05	63,37	41,88

\* 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.

Показатель	Единица измерения	За год и по состоянию на 31 декабря				
		2016	2017	2018	2019	2020
<b>Цена за акцию на закрытие торгов на ПАО Московская Биржа</b>						
на конец года	руб.	154,55	130,50	153,50	256,40	212,69
минимальная за год	руб.	124,60	115,35	132,20	149,49	154,28
максимальная за год	руб.	168,47	157,97	172,11	270,74	259,00
<b>Цена за АДР на закрытие торгов на ЛФБ</b>						
на конец года	долл.	5,05	4,41	4,43	8,23	5,59
минимальная за год	долл.	3,02	3,85	4,14	4,47	3,83
максимальная за год	долл.	5,27	5,27	5,31	8,35	8,42
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.	1 573	1 573	1 573	29	29
Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» за вычетом акций, находящихся в собственности дочерних организаций ПАО «Газпром», по состоянию на конец года*	млн шт.	22 101	22 101	22 101	23 645	23 645
Рыночная капитализация на конец года**	млрд долл.	60,3	53,6	52,3	98,0	68,2
изменение к прошлому году	%	36,4 %	-11,1 %	-2,4 %	87,5 %	-30,5 %
Индекс МосБиржи	пункты	2 233	2 110	2 369	3 046	3 289
изменение к прошлому году	%	26,8 %	-5,5 %	12,3 %	28,6 %	8,0 %
Индекс РТС	пункты	1 152	1 154	1 069	1 549	1 387
изменение к прошлому году	%	52,2 %	0,2 %	-7,4 %	44,9 %	-10,5 %
Среднедневной объем торгов на ПАО Московская Биржа	млн акций	29,9	28,9	26,3	37,0	56,6
Среднедневной объем торгов на ЛФБ	млн АДР	15,9	12,0	9,2	8,1	8,4
Дивиденды на обыкновенную акцию***	руб.	8,0397	8,04	16,61	15,24	12,55
<b>Структура акционерного капитала</b>						
Российская Федерация 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*****	%	26,86 %	25,20 %	24,13 %	19,70 %	16,71 %
Прочие зарегистрированные лица	%	22,91 %	24,57 %	25,64 %	30,07 %	33,06 %
<b>Всего</b>	<b>%</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

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

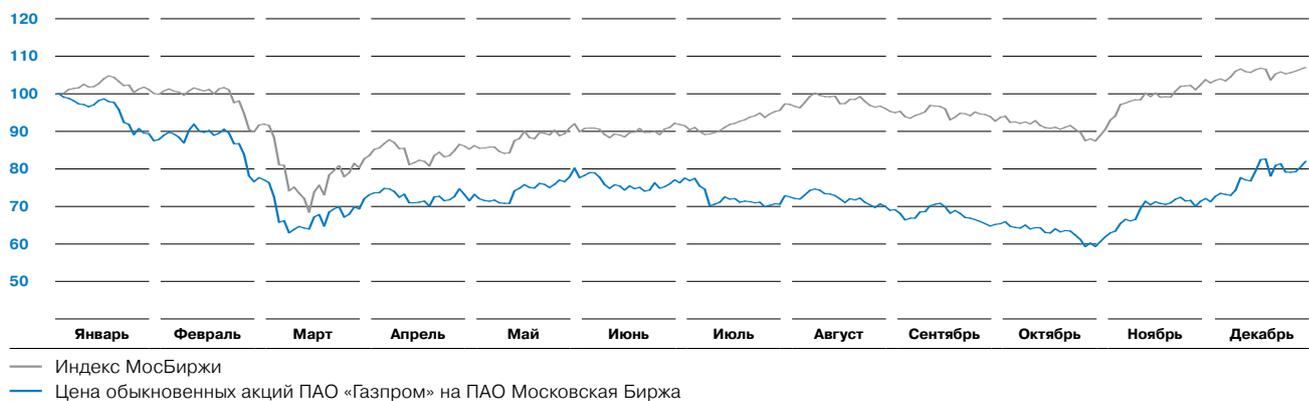
\*\* Рыночная капитализация рассчитана по котировкам ПАО Московская Биржа, конвертирована в доллары.

\*\*\* За 2020 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».

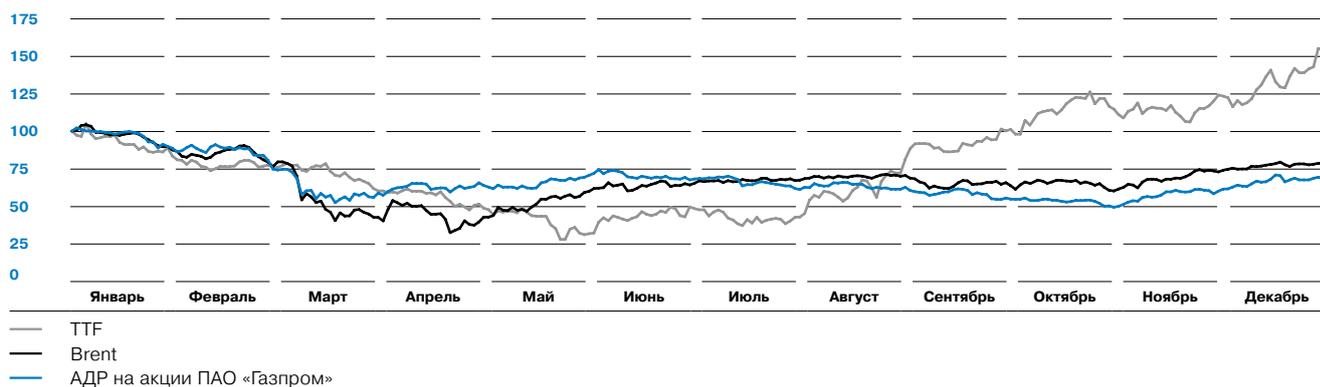
\*\*\*\*\* Банк-эмитент американских депозитарных расписок (АДР) на акции ПАО «Газпром» — The Bank of New York Mellon.

**Сравнительная динамика цены обыкновенных акций ПАО «Газпром» на ПАО Московская Биржа и индекса МосБиржи в 2020 г., %**



Примечание. Все значения приведены к 100 % на 1 января 2020 г.

**Сравнительная динамика котировок АДР на акции ПАО «Газпром», цены нефти марки Brent и цены газа на европейской торговой площадке TTF в 2020 г., %**

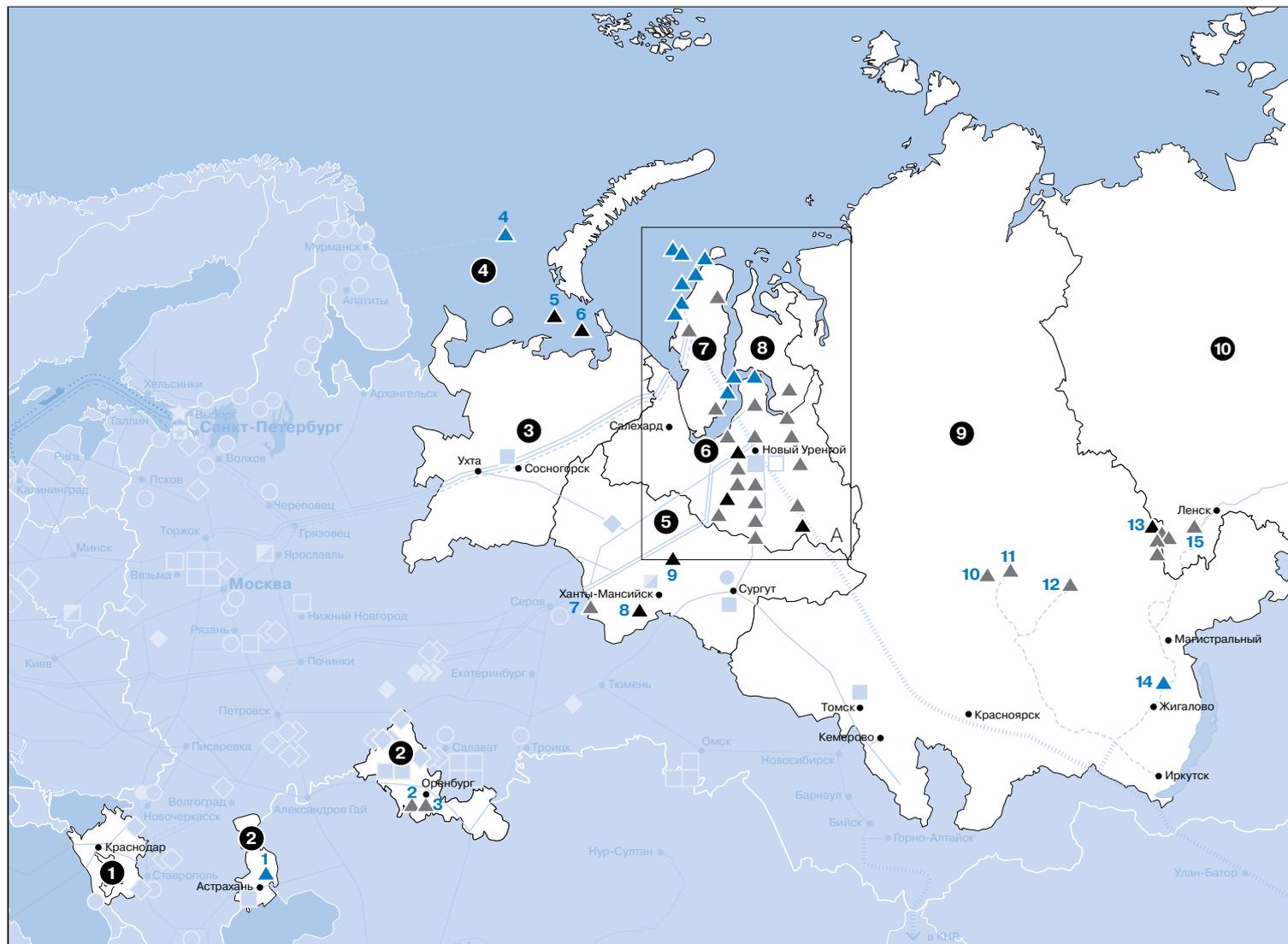


Примечание. Все значения приведены к 100 % на 1 января 2020 г.

Источник: FactSet

# Разведка и добыча на территории Российской Федерации

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



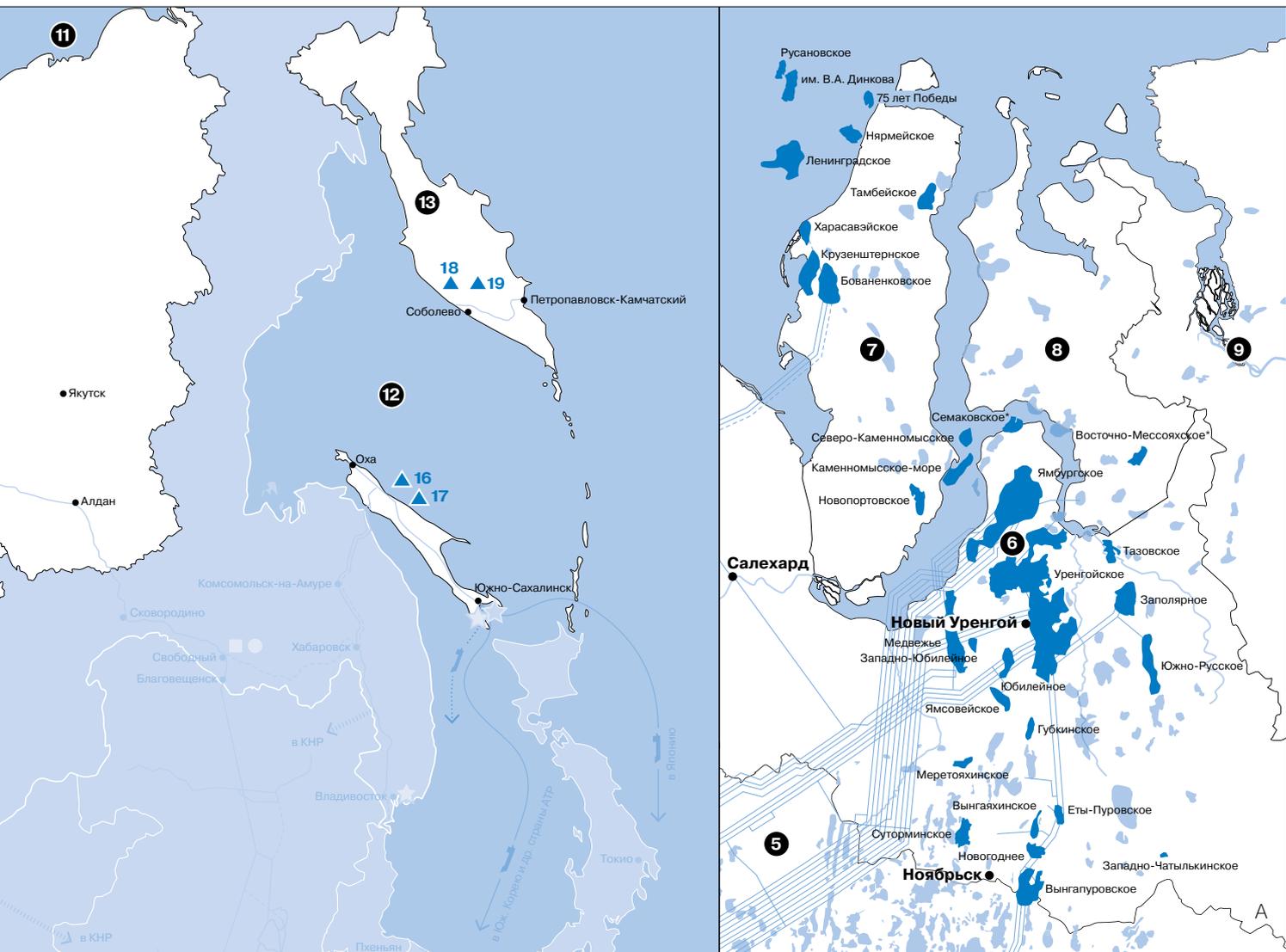
## Условные обозначения

- ▲ Газовые и газоконденсатные месторождения
- ▲ Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения
- ▲ Нефтяные месторождения

## Районы проведения ГРП на углеводороды

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

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.



**Месторождения**

-  Месторождения Надым-Пур-Тазовского региона и полуострова Ямал
- 1** Астраханское
- 2** Оренбургское
- 3** Восточный участок Оренбургского НГКМ
- 4** Штокмановское
- 5** Долгинское

- 6** Приразломное
- 7** Им. Эрвье (Оурьинское)\*
- 8** Им. Александра Жагрина
- 9** Приобское
- 10** Оморинское
- 11** Куюмбинское\*
- 12** Собинское

- 13** Чонская группа
- 14** Ковыктинское
- 15** Чайандинское
- 16** Киринское
- 17** Южно-Киринское
- 18** Кшукское
- 19** 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 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, разведанные), 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 осуществляется 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 действующей Классификации впервые введено понятие извлекаемых запасов газа, которые ранее принимались равными геологическим. Определяются извлекаемые запасы газа, конденсата и нефти по проектным документам на разработку месторождений, утвержденным в 2016 г. и в последующие годы. Для разведываемых месторождений начиная с 2019 г. применяется методика оценки коэффициентов извлечения, утвержденная Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) в 2018 г. (разработана ООО «Газпром геологоразведка»).

В соответствии с действующей Классификацией в корпоративной отчетности учитываются извлекаемые запасы газа. В связи с тем, что коэффициент извлечения газа (КИГ) 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 и пересчетов запасов разведываемых месторождений с применением КИГ. Также на основании вновь утверждаемых проектов разработки месторождений будут определяться извлекаемые запасы за рентабельный период разработки. По состоянию на 31 декабря 2020 г. в Компании завершена оценка коэффициентов извлечения газа на месторождениях, содержащих 41 % запасов газа Группы Газпром категорий А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>.

### 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.

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Разведанные запасы по российской классификации	36 443,9	35 355,4	35 195,3	34 899,0	33 574,5
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	95 %	94 %	93 %	93 %	92 %
Доказанные	18 596,5	18 253,4	17 890,4	17 715,1	17 475,4
Вероятные	5 258,6	5 893,2	6 364,7	6 680,4	7 045,6
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 855,1</b>	<b>24 146,6</b>	<b>24 255,1</b>	<b>24 395,5</b>	<b>24 521,0</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	1 534,9	1 595,6	1 604,4	1 569,7	1 494,4
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	94 %	93 %	94 %	95 %	95 %
Доказанные	759,2	797,7	759,7	730,2	750,8
Вероятные	259,7	308,0	330,5	333,0	359,4
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 018,9</b>	<b>1 105,7</b>	<b>1 090,2</b>	<b>1 063,2</b>	<b>1 110,2</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	2 078,5	2 045,3	2 015,7	2 005,7	2 023,8
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	93 %	94 %	94 %	96 %	96 %
Доказанные	789,5	736,8	712,3	707,5	699,7
Вероятные	589,2	623,2	623,1	667,3	703,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 378,7</b>	<b>1 360,0</b>	<b>1 335,4</b>	<b>1 374,8</b>	<b>1 403,2</b>

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный газ, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	236 520,9	229 456,5	228 417,5	226 494,5	217 898,5
Доказанные	120 691,3	118 464,5	116 108,7	114 971,0	113 415,4
Вероятные	34 128,3	38 246,9	41 306,9	43 355,8	45 725,9
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>154 819,6</b>	<b>156 711,4</b>	<b>157 415,6</b>	<b>158 326,8</b>	<b>159 141,3</b>
<b>Газовый конденсат, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	12 555,5	13 052,0	13 124,0	12 840,1	12 224,2
Доказанные	6 210,3	6 525,2	6 214,3	5 973,0	6 141,5
Вероятные	2 124,3	2 519,4	2 703,5	2 723,9	2 939,9
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>8 334,6</b>	<b>9 044,6</b>	<b>8 917,8</b>	<b>8 696,9</b>	<b>9 081,4</b>
<b>Нефть, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	15 235,4	14 992,1	14 775,1	14 701,8	14 834,5
Доказанные	5 787,0	5 400,7	5 221,2	5 186,0	5 128,8
Вероятные	4 318,8	4 568,1	4 567,3	4 891,3	5 156,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>10 105,9</b>	<b>9 968,8</b>	<b>9 788,5</b>	<b>10 077,3</b>	<b>10 285,5</b>

	По состоянию на 31 декабря				2020
	2016	2017	2018	2019	
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>					
Разведанные запасы по российской классификации	264 311,8	257 500,6	256 316,6	254 036,4	244 957,2
Доказанные	132 688,6	130 390,4	127 544,2	126 130,0	124 685,7
Вероятные	40 571,5	45 334,4	48 577,7	50 971,0	53 822,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>173 260,1</b>	<b>175 724,8</b>	<b>176 121,9</b>	<b>177 101,0</b>	<b>178 508,2</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 31.12.2015 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 результатам аукционов и конкурсов	257,5	10,9	15,0
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 результатам аукционов и конкурсов	12,8	1,9	-
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

	Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	Газовый конденсат*, млн т	Нефть, млн т
<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 результатам аукционов и конкурсов	-	-	-
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>
Прирост запасов за счет геологоразведки	556,7	11,7	29,0
Передача запасов, разведанных в 2019 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-0,4	-	-0,2
Получение лицензий, в т. ч.:	2,7	-	7,4
по факту открытия***	2,7	-	-
по результатам аукционов и конкурсов	-	-	7,4
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-0,8	-	-0,1
Приобретение активов	100,6	6,3	-
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	-455,4	-39,4	1,4
Добыча (включая потери)	-499,7****	-13,3	-47,5
<b>Запасы на 31.12.2019 г.</b>	<b>34 899,0</b>	<b>1 569,7</b>	<b>2 005,7</b>
Прирост запасов за счет геологоразведки	486,3	17,2	9,5
Передача запасов, разведанных в 2020 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний	-2,9	-	0,2
Получение лицензий, в т. ч.:	15,7	1,2	2,8
по факту открытия***	-	-	-
по результатам аукционов и конкурсов	15,7	1,2	-
по решению Правительства России без проведения конкурса	-	-	-
Сдача лицензий	-	-	-
Приобретение активов	-	-	-
Выбытие активов	-	-	-
Переоценка	-1 371,8	-80,5	51,4
Добыча (включая потери)	-451,8****	-13,2	-45,8
<b>Запасы на 31.12.2020 г.</b>	<b>33 574,5</b>	<b>1 494,4</b>	<b>2 023,8</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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Группа Газпром</b>					
Месторождения	2	4	3	4	3
Залежи на ранее открытых месторождениях	15	47	12	25	22
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Месторождения	–	1	1	1	1
Залежи на ранее открытых месторождениях	3	5	3	2	3

### Месторождения углеводородов, открытые Группой Газпром на территории Российской Федерации в 2016–2020 гг.



● Газовые и газоконденсатные месторождения

- 1 Им. В.А. Динкова
- 2 75 лет Победы
- 3 Нярмейское
- 4 Ближневопортовское
- 5 Салаирское
- 6 Южно-Лунское

● Нефтяные месторождения

- 7 Роцинское
- 8 Новосамарское
- 9 Ягодное
- 10 Центральное-Уранское
- 11 Новозаринское
- 12 Им. Александра Жагрина

13 Солхэм

14 Западно-Чатылькинское

15 Тритон

16 Нептун

**Примечание.** Без учета месторождений, открытых организациями, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

**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
2016	Западно-Чатылькинское	Н	ЯНО
	Новосамарское	Н	Оренбургская область
2017	Южно-Лунское	ГК	Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море
	Салаирское	ГК	Красноярский край
	Им. Александра Жагрина	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
2019	Им. В.А. Динкова	ГК	Континентальный шельф Российской Федерации в Карском море
	Нярмейское	Г	Континентальный шельф Российской Федерации в Карском море
	Ягодное	Н	Оренбургская область
	Рощинское	Н	Оренбургская область
2020	75 лет Победы	Г	Континентальный шельф Российской Федерации в Карском море
	Солхэм	Н	ХМАО — Югра
	Центрально-Уранское	Н	Оренбургская область

\* Тип в соответствии с действующей в России Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов: НКГ — нефтегазоконденсатное, НГ — нефтегазовое,  
ГК — газоконденсатное, Г — газовое, Н — нефтяное.**Коэффициент выполнения разведанных запасов углеводородов Группы Газпром  
по российской классификации**

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ	1,10	1,82	1,60	1,11	1,08
Газовый конденсат	3,25	7,97	1,74	0,88	1,30
Нефть	0,41	0,07	0,41	0,61	0,21
<b>Всего</b>	<b>1,08</b>	<b>1,81</b>	<b>1,49</b>	<b>1,06</b>	<b>1,00</b>

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*</b>					
Доказанные	17 780,9	17 429,6	17 075,8	16 831,4	15 987,4
Вероятные	4 930,2	5 536,8	6 007,5	6 290,7	6 122,6
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>22 711,1</b>	<b>22 966,4</b>	<b>23 083,3</b>	<b>23 122,1</b>	<b>22 110,0</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	243,0	288,2	322,3	389,1	388,6
Вероятные	183,0	210,5	212,2	259,5	275,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>426,0</b>	<b>498,7</b>	<b>534,5</b>	<b>648,6</b>	<b>664,1</b>
<b>Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»</b>					
Доказанные	x	x	x	x	645,5
Вероятные	x	x	x	x	523,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>1 169,2</b>
<b>ЗАО «Пургаз»</b>					
Доказанные	120,6	109,7	92,0	83,2	73,4
Вероятные	12,9	12,9	12,7	12,8	12,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>133,5</b>	<b>122,6</b>	<b>104,7</b>	<b>96,0</b>	<b>86,1</b>
<b>ОАО «Севернефтегазпром»</b>					
Доказанные	434,6	409,9	384,8	397,1	367,4
Вероятные	125,7	125,5	125,4	110,5	104,2
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>560,3</b>	<b>535,4</b>	<b>510,2</b>	<b>507,6</b>	<b>471,6</b>
<b>Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	18 579,1	18 237,4	17 874,9	17 700,8	17 462,3
Вероятные	5 251,8	5 885,7	6 357,8	6 673,5	7 038,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 830,9</b>	<b>24 123,1</b>	<b>24 232,7</b>	<b>24 374,3</b>	<b>24 501,0</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром</b>					
Доказанные	17,4	16,0	15,5	14,3	13,1
Вероятные	6,8	7,5	6,9	6,9	6,9
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>24,2</b>	<b>23,5</b>	<b>22,4</b>	<b>21,2</b>	<b>20,0</b>
<b>Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	18 596,5	18 253,4	17 890,4	17 715,1	17 475,4
Вероятные	5 258,6	5 893,2	6 364,7	6 680,4	7 045,6
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>23 855,1</b>	<b>24 146,6</b>	<b>24 255,1</b>	<b>24 395,5</b>	<b>24 521,0</b>

\* Начиная с оценки по состоянию на 31 декабря 2020 г. данные приводятся без учета запасов объектов месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рисков операторских договоров.

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*</b>					
Доказанные	751,7	788,9	748,5	719,1	696,9
Вероятные	257,0	303,5	327,2	329,7	313,5
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 008,7</b>	<b>1 092,4</b>	<b>1 075,7</b>	<b>1 048,8</b>	<b>1 010,4</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	7,5	8,8	11,2	11,1	10,4
Вероятные	2,7	4,5	3,3	3,3	2,8
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>10,2</b>	<b>13,3</b>	<b>14,5</b>	<b>14,4</b>	<b>13,2</b>
<b>Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»</b>					
Доказанные	x	x	x	x	43,5
Вероятные	x	x	x	x	43,1
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>86,6</b>
<b>Всего</b>					
Доказанные	759,2	797,7	759,7	730,2	750,8
Вероятные	259,7	308,0	330,5	333,0	359,4
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 018,9</b>	<b>1 105,7</b>	<b>1 090,2</b>	<b>1 063,2</b>	<b>1 110,2</b>

\* Начиная с оценки по состоянию на 31 декабря 2020 г. данные приводятся без учета запасов объектов месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рисков операторских договоров.

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*</b>					
Доказанные	44,6	16,5	17,2	22,0	10,5
Вероятные	35,0	46,5	46,7	58,1	48,7
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>79,6</b>	<b>63,0</b>	<b>63,9</b>	<b>80,1</b>	<b>59,2</b>
<b>ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества</b>					
Доказанные	652,8	630,8	611,1	605,0	597,4
Вероятные	486,1	507,4	507,7	535,8	572,6
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 138,9</b>	<b>1 138,2</b>	<b>1 118,8</b>	<b>1 140,8</b>	<b>1 170,0</b>
<b>Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»</b>					
Доказанные	x	x	x	x	15,0
Вероятные	x	x	x	x	10,0
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>25,0</b>
<b>Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	697,4	647,3	628,3	627,0	622,9
Вероятные	521,1	553,9	554,4	593,9	631,3
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 218,5</b>	<b>1 201,2</b>	<b>1 182,7</b>	<b>1 220,9</b>	<b>1 254,2</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром</b>					
Доказанные	92,1	89,5	84,0	80,5	76,9
Вероятные	68,1	69,3	68,7	73,4	72,1
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>160,2</b>	<b>158,8</b>	<b>152,7</b>	<b>153,9</b>	<b>149,0</b>

	По состоянию на 31 декабря				2020
	2016	2017	2018	2019	
<b>Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Доказанные	789,5	736,8	712,3	707,5	699,8
Вероятные	589,2	623,2	623,1	667,3	703,4
<b>Доказанные и вероятные</b>	<b>1 378,7</b>	<b>1 360,0</b>	<b>1 335,4</b>	<b>1 374,8</b>	<b>1 403,2</b>

\* Начиная с оценки по состоянию на 31 декабря 2020 г. данные приводятся без учета запасов объектов месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рискованных операторских договоров.

### 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				2020
	2016	2017	2018	2019	
<b>Природный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Уральский ФО	21 309,0	20 302,6	19 735,7	19 257,7	18 372,5
Северо-Западный ФО	307,3	319,3	318,6	315,1	315,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	2 973,1	2 961,1	2 948,2	2 924,6	2 911,4
Приволжский ФО	648,9	640,7	626,9	666,6	452,6
Сибирский ФО	2 103,3	2 102,1	2 094,2	2 080,5	1 803,8
Дальневосточный ФО	1 488,3	1 420,1	1 415,8	1 425,4	1 420,3
Континентальный шельф Российской Федерации	7 614,0	7 609,5	8 055,9	8 229,1	8 298,9
<b>Всего</b>	<b>36 443,9</b>	<b>35 355,4</b>	<b>35 195,3</b>	<b>34 899,0</b>	<b>33 574,5</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	690,6	750,0	744,1	739,2	724,3
Северо-Западный ФО	31,3	33,1	33,0	32,3	32,1
Южный и Северо-Кавказский ФО	441,9	439,0	436,0	432,4	429,7
Приволжский ФО	55,7	55,6	55,3	55,0	16,5
Сибирский ФО	97,0	96,9	96,0	94,6	75,4
Дальневосточный ФО	30,5	29,4	29,3	31,6	31,4
Континентальный шельф Российской Федерации	187,9	191,6	210,7	184,6	185,0
<b>Всего</b>	<b>1 534,9</b>	<b>1 595,6</b>	<b>1 604,4</b>	<b>1 569,7</b>	<b>1 494,4</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	1 531,3	1 494,3	1 471,2	1 466,8	1 466,0
Северо-Западный ФО	19,8	20,3	20,3	19,5	20,0
Южный и Северо-Кавказский ФО	7,9	7,8	7,7	7,8	7,7
Приволжский ФО	202,5	228,1	227,7	224,9	235,5
Сибирский ФО	201,3	199,6	187,4	188,4	189,2
Дальневосточный ФО	54,6	36,8	36,8	36,9	36,7
Континентальный шельф Российской Федерации	61,1	58,4	64,6	61,4	68,7
<b>Всего</b>	<b>2 078,5</b>	<b>2 045,3</b>	<b>2 015,7</b>	<b>2 005,7</b>	<b>2 023,8</b>

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	999,1	1 003,8	1 146,7	1 064,0	1 046,2
Газовый конденсат, млн т	104,5	100,8	110,1	111,1	110,1
Нефть, млн т	571,5	578,3	592,0	588,6	595,7

Нефтяной эквивалент

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ, млн барр. н. э.	6 484,2	6 514,7	7 442,1	6 905,4	6 789,8
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	854,8	824,5	900,6	908,8	900,6
Нефть, млн барр. н. э.	4 189,1	4 238,9	4 339,4	4 314,4	4 366,5
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>11 528,1</b>	<b>11 578,1</b>	<b>12 682,1</b>	<b>12 128,6</b>	<b>12 056,9</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.

## Лицензии

### Лицензионные участки на территории Российской Федерации

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Группа Газпром</b>					
Количество лицензий на пользование недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья	267	265	274	302	317
Площадь лицензионных участков, тыс. км <sup>2</sup>	545,6	547,5	559,3	573,2	582,5
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>					
Количество лицензий на пользование недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья	36	36	36	37	37
Площадь лицензионных участков, тыс. км <sup>2</sup>	23,1	23,1	23,1	23,9	23,7

### Распределение площади лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2020 г., тыс. км<sup>2</sup>

Категория 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)	33,8	–	2,8	6,3	43,1	–	325,9
С целью разведки и добычи (НЭ)	68,0	1,5	5,4	3,1	20,7	12,6	11,8
С целью геологического изучения недр (НП)	32,1	–	0,3	2,3	11,0	1,8	–
<b>Всего</b>	<b>133,9</b>	<b>1,5</b>	<b>8,5</b>	<b>11,7</b>	<b>74,8</b>	<b>14,4</b>	<b>337,7</b>
<b>Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>							
С целью поиска, разведки и добычи (НР)	0,6	–	–	–	–	–	–
С целью разведки и добычи (НЭ)	4,1	–	–	–	18,9	–	–
С целью геологического изучения недр (НП)	0,1	–	–	–	–	–	–
<b>Всего</b>	<b>4,8</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 2020 г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы <sup>1</sup> , %	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
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
Тамбейское (включая Западно-Тамбейский, Северо-Тамбейский, Тасийский лицензионные участки) <sup>1</sup>	–	ПАО «Газпром»		НГК	НЭ	2028
Крузенштернское	–			ГК	НЭ	2028
Малыгинское	–			ГК	НЭ	2028
Антипаютинское	–			Г	НЭ	2028
Тота-Яхинское	–			Г	НЭ	2028
Тазовское	–	ООО «Меретояханефтегаз»	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
Вынгапуровское (ХМАО — Югра)	1982			НГК	НЭ	2090
Вынгапуровское (ЯНАО)	1982			НГК	НЭ	2113
Южная часть Приобского месторождения	1999	ООО «Газпромнефть-Хантос»	100 %	Н	НЭ	2038

<sup>1</sup> Событие после отчетной даты: в мае 2021 г. между ПАО «Газпром», ООО «Газпром недра» и АО «РусГазДобыча» подписано «Основное соглашение об условиях реализации совместного проекта по разработке Тамбейского месторождения», согласно которому между ООО «Газпром недра» и АО «РусГазДобыча» на паритетной основе будет создано совместное предприятие (СП) с лицензиями на пользование участками недр, на которых расположено Тамбейское месторождение. СП будет разрабатывать и обеспечивать обустройство месторождения с началом добычи газа с 2026 г.

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество – держатель лицензии	Доля Группы*, %	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
<b>Юг России (Южный ФО)</b>						
Астраханское	1986	ООО «Газпром добыча Астрахань»	100 %	ГК	НЭ	2222
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	2019	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
<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

Наименование месторождения	Год начала добычи	Общество — держатель лицензии	Доля Группы*, %	Тип месторождения**	Категория лицензии***	Год истечения срока лицензии****
<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	2026
Лунское	2009			НГК	НР	2026

\* 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 — НП, лицензии на разведку и добычу углеводородов — НЭ, лицензии на поиск, разведку и добычу углеводородов — НР. Сокращения приведены в соответствии с классификацией, определенной российским законодательством.

\*\*\*\* Держатели лицензий Группы Газпром выполняют основные условия лицензионных соглашений и имеют право на продление действующих лицензий для завершения поиска или разработки месторождений. Газпром планирует продлевать свои лицензии на период до завершения рентабельной разработки месторождений.

\*\*\*\*\* Показатели организации не включены в консолидированную финансовую отчетность по МСФО за 2020 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	420,13	472,05	498,68	501,22	454,51
Газовый конденсат, млн т	15,85	15,94	15,93	16,71	16,25
Нефть, млн т	47,15	48,63	48,28	47,96	47,11

Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	2 726,64	3 063,60	3 236,43	3 252,92	2 949,77
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	129,65	130,39	130,31	136,69	132,93
Нефть, млн барр. н. э.	345,61	356,46	353,89	351,55	345,32
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>3 201,91</b>	<b>3 550,45</b>	<b>3 720,63</b>	<b>3 741,16</b>	<b>3 428,02</b>

**Примечание.** Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов добычи 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ, млн м <sup>3</sup> / сут.	1 147,9	1 293,3	1 366,2	1 373,2	1 241,8
Газовый конденсат, тыс. т / сут.	43,3	43,7	43,7	45,8	44,4
Нефть, тыс. т / сут.	128,8	133,2	132,3	131,4	128,7

**Фактическая максимальная суточная добыча природного и попутного газа в осенне-зимний период**  
(без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

	Осенне-зимний период				
	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020
Дата	22.10.2015	02.12.2016	23.02.2018	19.01.2019	28.12.2019
Объем добычи, млн м <sup>3</sup>	1 555,7	1 535,6	1 512,6	1 538,6	1 514,1
в т. ч. в зоне ЕСГ*	1 554,1	1 528,8	1 505,9	1 531,3	1 496,8

\* Объемы максимальной суточной добычи в зоне Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в осенне-зимний период 2019/2020 г. приведены с учетом объемов ООО «Газпромнефть-Ямал». В целях обеспечения сопоставимости данных объемы добычи в предшествующие периоды пересчитаны.

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный и попутный газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*.**	368,60	419,72	444,99	445,09	399,15
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	13,64	15,40	17,84	21,26	22,39
Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»	x	x	x	x	0,19
ЗАО «Пургаз»	11,74	10,82	9,64	8,72	7,81
ОАО «Севернефтегазпром»	25,12	25,04	25,13	25,07	24,00
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>419,10</b>	<b>470,98</b>	<b>497,60</b>	<b>500,14</b>	<b>453,54</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	1,03	1,07	1,08	1,08	0,97
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>420,13</b>	<b>472,05</b>	<b>498,68</b>	<b>501,22</b>	<b>454,51</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	15,83	15,92	15,90	16,67	16,21
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04
<b>Всего</b>	<b>15,85</b>	<b>15,94</b>	<b>15,93</b>	<b>16,71</b>	<b>16,25</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*.**	1,55	1,50	1,45	1,67	1,26
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	37,74	39,48	39,46	39,11	38,88
Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»	x	x	x	x	1,47
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>39,29</b>	<b>40,98</b>	<b>40,91</b>	<b>40,78</b>	<b>41,61</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	7,86	7,65	7,37	7,18	5,50
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>47,15</b>	<b>48,63</b>	<b>48,28</b>	<b>47,96</b>	<b>47,11</b>

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

\*\* Начиная с 2020 г. данные приводятся без учета объемов добычи по объектам месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рискованных операторских договоров.

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный и попутный газ, млрд м³</b>					
Уральский ФО	385,46	437,56	464,36	465,76	416,51
Северо-Западный ФО	2,06	2,02	1,89	1,99	1,99
Южный и Северо-Кавказский ФО	11,28	11,58	11,94	12,22	11,20
Приволжский ФО	15,65	14,95	14,40	14,42	14,31
Сибирский ФО	4,55	4,88	4,91	4,86	4,87
Дальневосточный ФО	0,41	0,43	0,45	1,21	4,79
Континентальный шельф Российской Федерации	0,72	0,63	0,73	0,76	0,84
<b>Всего</b>	<b>420,13</b>	<b>472,05</b>	<b>498,68</b>	<b>501,22</b>	<b>454,51</b>
<b>Газовый конденсат, млн т</b>					
Уральский ФО	11,59	11,51	11,38	12,10	11,88
Северо-Западный ФО	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11
Южный и Северо-Кавказский ФО	3,56	3,68	3,81	3,90	3,61
Приволжский ФО	0,14	0,12	0,12	0,13	0,13
Сибирский ФО	0,31	0,39	0,37	0,32	0,30
Дальневосточный ФО	0,01	0,01	0,02	0,02	0,08
Континентальный шельф Российской Федерации	0,12	0,11	0,11	0,13	0,14
<b>Всего</b>	<b>15,85</b>	<b>15,94</b>	<b>15,93</b>	<b>16,71</b>	<b>16,25</b>
<b>Нефть, млн т</b>					
Уральский ФО	34,45	35,71	36,82	36,34	36,20
Северо-Западный ФО	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
Южный и Северо-Кавказский ФО	0,09	0,09	0,08	0,12	0,11
Приволжский ФО	2,85	2,85	2,79	3,10	3,16
Сибирский ФО	7,58	7,32	5,38	5,24	4,16
Дальневосточный ФО	–	0,00	0,00	0,00	0,19
Континентальный шельф Российской Федерации	2,15	2,64	3,19	3,14	3,27
<b>Всего</b>	<b>47,15</b>	<b>48,63</b>	<b>48,28</b>	<b>47,96</b>	<b>47,11</b>

## Полезное использование ПНГ Группой Газпром на территории Российской Федерации

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Использование ПНГ, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*.**	1,79	1,64	1,57	1,66	1,59
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества	7,63	8,71	11,29	14,81	16,30
Объекты месторождений ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ, разрабатываемые ООО «Газпромнефть-Заполярье»	x	x	x	x	0,17
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>9,42</b>	<b>10,35</b>	<b>12,86</b>	<b>16,47</b>	<b>18,06</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	1,03	1,07	1,08	1,08	0,97
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>10,45</b>	<b>11,42</b>	<b>13,94</b>	<b>17,55</b>	<b>19,03</b>
<b>Уровень полезного использования ПНГ, %</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	97,8	98,4	98,1	98,5	98,2
ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества***	79,2	76,2	78,4	89,0	91,1
<b>Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>82,2</b>	<b>79,0</b>	<b>80,3</b>	<b>89,9</b>	<b>91,6</b>
Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром	87,2	88,9	91,6	91,8	95,2
<b>Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции</b>	<b>82,7</b>	<b>79,8</b>	<b>81,8</b>	<b>90,1</b>	<b>92,0</b>

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

\*\* Начиная с 2020 г. данные приводятся без учета объемов добычи по объектам месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рискованных операторских договоров.

\*\*\* С учетом объемов добычи по объектам месторождений, лицензии на право пользования которыми принадлежат ПАО «Газпром» или его основным дочерним обществам, а разработка осуществляется ООО «Газпромнефть-Заполярье» в соответствии с условиями заключенных в 2018–2020 гг. долгосрочных рискованных операторских договоров.

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

## Метрические единицы

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ, млрд м <sup>3</sup>	27,21	27,04	26,92	26,86	28,36
Газовый конденсат, млн т	5,17	4,96	4,87	4,74	5,07
Нефть, млн т	9,93	10,91	11,22	11,77	9,43

## Нефтяной эквивалент

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ, млн барр. н. э.	176,59	175,49	174,71	174,32	184,06
Газовый конденсат, млн барр. н. э.	42,29	40,57	39,84	38,77	41,47
Нефть, млн барр. н. э.	72,79	79,97	82,24	86,27	69,12
<b>Всего, млн барр. н. э.</b>	<b>291,67</b>	<b>296,03</b>	<b>296,79</b>	<b>299,36</b>	<b>294,65</b>

**Примечание.** Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов добычи 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 промысловые мощности

### Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Разведочное бурение, тыс. м	111,6	85,9	157,6	201,7	162,0
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	40	36	25	41	34
в т. ч. продуктивные	34	31	20	39	27
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	1,1	–	5,7	15,0	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	20,6	18,7	9,5	7,9	5,9
Прирост запасов углеводородов, млн барр. н. э.	3 404,0	6 337,1	5 440,6	3 906,6	3 358,4
Эффективность бурения, тыс. барр. н. э. / м	30,5	73,8	34,5	19,4	20,7

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Разведочное бурение, тыс. м	7,4	12,8	28,7	21,0	8,1
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	2	4	8	7	3
в т. ч. продуктивные	1	4	5	3	–
Сейсморазведка 2D, пог. км	–	–	–	–	–
Сейсморазведка 3D, км <sup>2</sup>	130	200	474	350	652

### Эксплуатационное бурение Группы Газпром

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.</b>					
на газ	64	116	114	176	151
на нефть	725	660	545	623	762
на ПХГ	13	4	9	15	8
<b>Всего</b>	<b>802</b>	<b>780</b>	<b>668</b>	<b>814</b>	<b>921</b>
<b>Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м</b>					
на газ	227,2	240,8	304,4	400,8	514,2
на нефть	2 735,8	2 559,5	2 202,6	2 811,7	3 275,5
на ПХГ	23,7	13,6	19,4	14,2	3,7
<b>Всего</b>	<b>2 986,7</b>	<b>2 813,9</b>	<b>2 526,4</b>	<b>3 226,7</b>	<b>3 793,4</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Эксплуатационные скважины на нефть, законченные строительством, ед.	231	236	208	206	115
Объем проходки в эксплуатационном бурении на нефть, тыс. м	785	784	749	744	407

**Производственные мощности Группы Газпром в добыче углеводородов**

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Месторождения в промышленной разработке, ед.	136	136	138	144	147
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7 916	7 945	7 976	8 061	8 139
действующие	7 441	7 438	7 418	7 438	7 494
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	9 316	7 944	9 106	8 393	9 189
действующие	8 681	7 358	8 489	7 752	8 519

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

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Месторождения в промышленной разработке, ед.	42	41	38	39	39
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	7	7	4	4	4
действующие	3	1	4	4	3
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	3 733	3 810	3 866	3 819	3 781
действующие	3 379	3 472	3 534	3 516	2 610

## Перспективные месторождения

## Разрабатываемые месторождения Группы Газпром

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)</b>					
Ныдинский участок Медвежьего месторождения	Расположен в Пуровском районе ЯНАО на площади Медвежьего месторождения.	2,2 млрд м <sup>3</sup> газа	2011 г.	2022–2024 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. Начаты работы по эксплуатационному бурению и обустройству.
Уренгойское (ачимовские залежи)	Залежи расположены в Пуровском районе ЯНАО. 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.	2020–2023 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.	2021–2024 гг.	Завершено расширение УКПГ-22. Выполняются строительно-монтажные работы на УКПГ-21.
	Участок 3*	5 млрд м <sup>3</sup> газа и 0,98 млн т нестабильного конденсата	2023 г.	2024 г.	Утверждена обновленная гидродинамическая модель и оптимальная концепция обустройства месторождения. Завершено бурение двух скважин для проведения опытно-промышленной разработки.
	Участки 4–5	15,5 млрд м <sup>3</sup> газа	2020 г.	2027–2030 гг.	Выполнен монтаж металлоконструкций и каркасов зданий, монтаж технологического оборудования на УКПГ-41 участка 4А <sup>2</sup> . Продолжается монтаж технологического оборудования на УКПГ-51 участка 5А <sup>3</sup> . Завершен монтаж линий внешнего энергоснабжения и трансформаторных подстанций участков 4А и 5А, проведены испытания оборудования и трубопроводов. В 2020 г. на участке 4А закончено строительством 14 эксплуатационных скважин, на участке 5А — 10 эксплуатационных скважин. Продолжаются работы по строительству эксплуатационных скважин. Оператором проекта является ООО «Ачим Девелопмент» — СП ПАО «Газпром» и компании Wintershall Dea GmbH (25,01 % уставного капитала).

<sup>2</sup> Событие после отчетной даты: в январе 2021 г. на участке 4А в режиме комплексной апробации УКПГ-41 и другого оборудования промысла начата добыча газа и газового конденсата.

<sup>3</sup> Событие после отчетной даты: в апреле 2021 г. на участке 5А в режиме комплексной апробации УКПГ-51 и другого оборудования промысла начата добыча газа и газового конденсата.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Нефтяные оторочки Ен-Яхинского и Песцового месторождений, нефтяные залежи Западно-Таркосалинского месторождения*	Расположены в Пуровском районе ЯНАО.	2,5 млн т жидких углеводородов и 4 млрд м <sup>3</sup> газа	2021 г.	2022–2023 гг.	В соответствии с проектами разработки Ен-Яхинского, Западно-Таркосалинского и Песцового месторождений в 2019 г. начата добыча нефти. В 2020 г. в рамках проектов разработки нефтяных оторочек Песцового и Ен-Яхинского НГКМ запущены мобильные установки подготовки нефти. Кроме того, в рамках проекта разработки нефтяных оторочек Ен-Яхинского НГКМ запущена газопоршневая электростанция, обеспечена готовность к заполнению продуктом напорного нефтепровода Ен-Яхинское НГКМ — ЦПС-1, завершено обустройство кустовых площадок. По проекту разработки нефтяных залежей Западно-Таркосалинского месторождения в 2020 г. завершено эксплуатационное бурение. Ведется изготовление и поставка материально-технических ресурсов на объекты строительства. Выполняются строительно-монтажные работы.
Ачимовские нефтяные залежи Ямбургского месторождения*	Расположены в Тазовском и Надымском районах ЯНАО.	8 млн т нефти, 2,8 млрд м <sup>3</sup> газа	2027 г.	2028 г.	Пробурены первые высокотехнологичные скважины, сформирован план по оптимизации конструкции и снижению стоимости скважин. Выполнена актуализация концептуальной геологической модели, проработаны опции повышения эффективности разработки.
<b>Полуостров Ямал и прилегающие акватории</b>					
Бованенковское месторождение	Самое крупное по разведанным запасам месторождение полуострова Ямал, расположенное в его центральной части и наиболее изученное.				
сеноман-аптские залежи		115 млрд м <sup>3</sup> газа	2012 г.	2022 г. (завершение ввода скважин для обеспечения выхода на проектную производительность)	Всего по проекту завершены строительством и введены в эксплуатацию 3 УКПГ общей производительностью 120 млрд м <sup>3</sup> в год; 8 ДКС суммарной мощностью 948 МВт (в т. ч. 128 МВт компрессорных мощностей на ДКС введены в 2020 г.); 589 эксплуатационных газовых скважин (в т. ч. 53 скважины введены в 2020 г.). Продолжаются работы по обустройству.
неоком-юрские залежи*		20 млрд м <sup>3</sup> газа и 2,3 млн т жидких углеводородов	2025 г.	2031 г.	Утверждена базовая концепция обустройства, заключен рамочный договор на выполнение проектно-изыскательских работ.
Новопортовское	Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал.	7,7 млн т жидких углеводородов	2016 г.	2020 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Введена в эксплуатацию цифровая подстанция. Осуществляется строительство газопровода через акваторию Обской губы от месторождения до ЕСГ России.

\* Оператором является ООО «Газпромнефть-Заполярье» в рамках долгосрочных рискованных операторских договоров с ПАО «Газпром» и его газодобывающими дочерними обществами.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>ХМАО – Югра</b>					
Месторождение им. Александра Жагрина	Расположено в Кондинском районе ХМАО –Югры.	6,2 млн т нефти	2020 г.	2024 г.	Всего по проекту закончено строительством 106 эксплуатационных скважин, введен в эксплуатацию узел сепарации производительностью по жидкости 1,8 млн т, по нефти — 1,2 млн т. Продолжается обустройство месторождения: обустраиваются кусты нефтяных скважин, прокладываются нефтегазосборные коллекторы, сооружаются объекты энергоснабжения, базы эксплуатации и сервисного обслуживания, на основных объектах обустройства месторождения ведутся пусконаладочные работы.
<b>Поволжье</b>					
Астраханское	Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовой 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 проблему утилизации попутной серы. Выполняется Обоснование инвестиций возможности увеличения добычи и переработки газа на месторождениях Астраханского свода.
<b>Волго-Уральский регион</b>					
Восточный участок Оренбургского НГКМ	Расположен в 10–20 км от г. Оренбурга в регионе с развитой инфраструктурой вблизи от рынков сбыта.	3,3 млн т нефти	1994 г.	2029 г.	Продолжена практика применения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. В 2020 г. проведены работы по радиальному вскрытию пласта.
<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.	3,9 млн т нефти	2013 г.	2024 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Всего проект освоения месторождения предусматривает ввод в эксплуатацию 33 скважин.

Наименование месторождения	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Чаяндинское газовые залежи	Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия).	25 млрд м <sup>3</sup> газа	2019 г.	2024 г.	В 2019 г. на месторождении началась добыча газа: введены в эксплуатацию УКПГ-3 производительностью 12,5 млрд м <sup>3</sup> газа в год, ДКС мощностью 100 МВт, 69 эксплуатационных газовых скважин. В 2020 г. обеспечен ввод УППГ-2 производительностью 10,4 млрд м <sup>3</sup> в год, 102 эксплуатационных газовых скважин и установки мембранного выделения гелия, входящей в состав УКПГ-3. Продолжается освоение месторождения: сооружаются новые мощности УКПГ-3 (расширение до 25 млрд м <sup>3</sup> газа в год) для перспективного подключения межпромысловых газовых коллекторов с УППГ-2 и УППГ-4, обустраиваются кусты газовых скважин, прокладываются газосборные коллекторы.
нефтяная оторочка ботуобинской залежи*		1,9 млн т нефти	2014 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию)	2022 г.	В 2019 г. завершены опытно-промышленные работы, введена в эксплуатацию установка подготовки нефти производительностью 131 тыс. т в год, три газовые и две нефтяные эксплуатационные скважины. В 2020 г. завершены строительные-монтажные работы на основных объектах обустройства и эксплуатационного бурения. Введены в эксплуатацию две нефтяные скважины.
<b>Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море</b>					
Кириное	Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3».	5,5 млрд м <sup>3</sup> газа	2014 г.	2023–2024 гг.	На месторождении ведется добыча газа. Проектная документация по объектам расширения Кириноского ГКМ утверждена решением ПАО «Газпром». Проектный уровень добычи газа на месторождении будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из семи скважин, строительство которых завершено. Введены в эксплуатацию четыре скважины.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

## Разведываемые месторождения и перспективные лицензионные участки Группы Газпром

Наименование месторождения (лицензионного участка)	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Полуостров Ямал и прилегающие акватории</b>					
Харасавэйское	Вводится в разработку после выхода на проектную производительность Бованенковского месторождения.	32 млрд м <sup>3</sup> газа	2023–2024 гг.	2025–2026 гг.	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». Продолжаются строительные-монтажные работы, ведется эксплуатационное бурение.
сеноман-аптские залежи					
неоком-юрские залежи*		24,5 млрд м <sup>3</sup> газа и 1,9 млн т жидких углеводородов	2026 г.	2029 г.	Ведется доразведка месторождения. При обустройстве предусмотрено привлечение Газпром нефти.
Крузенштернское	Входит в Бованенковскую группу месторождений.	33 млрд м <sup>3</sup> газа	2028 г.	2032–2033 гг.	Выполняется подготовка проектного технического документа на разработку.
<b>Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации</b>					
Штокмановское	Расположено в центральной части Баренцева моря к северо-западу от архипелага Новая Земля и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманска.	71,7 млрд м <sup>3</sup> газа с возможностью увеличения до 95 млрд м <sup>3</sup> газа	Завершена корректировка Обоснования инвестиций в комплексное освоение Штокмановского ГКМ. По результатам экспертизы принято решение о выполнении дальнейших исследований, направленных на оптимизацию затрат по проекту. В соответствии с Дополнением № 2 к лицензии на пользование недрами ввод месторождения в разработку должен быть осуществлен не позднее 31 декабря 2035 г.		
<b>Обская и Тазовская губы</b>					
Каменномыское-море	Месторождения расположены в средней части акватории Обской губы в ЯНАО и определены первоочередными объектами освоения месторождений акватории Обской и Тазовской губ.	15,1 млрд м <sup>3</sup> газа	2027 г.	2029 г.	Выполнено Дополнение к технологическому проекту разработки. Документ согласован ЦКР Роснедр по УВС в качестве Технологической схемы разработки месторождения. Ведется изготовление платформы ЛСП-А методом «распределенная верфь» (изготовление опорного основания, эксплуатационного комплекса, бурового комплекса, вспомогательного бурового комплекса, жилого комплекса, энергетического комплекса). Ведутся проектно-изыскательские работы, включая морскую часть и береговые объекты обустройства месторождения.
Северо-Каменномыское		14,5 млрд м <sup>3</sup> газа	2029 г.	2031 г.	Выполнено Дополнение к технологическому проекту разработки. Документ согласован ЦКР Роснедр по УВС в качестве Технологической схемы разработки месторождения. Ведется проектирование обустройства месторождения.

\* Оператором является ООО «Газпромнефть-Заполярье» в рамках долгосрочного рискованного операторского договора с ООО «Газпром добыча Надым».

Наименование месторождения (лицензионного участка)	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)</b>					
Тазовское	Расположено в Тазовском районе ЯНАО.	2 млн т нефти и 8 млрд м <sup>3</sup> газа	2021 г.	2023 г.	Ведется строительство объектов нефтегазовой инфраструктуры и эксплуатационное бурение. В 2020 г. завершено строительство газопровода и нефтепровода, заключен договор на компримирование, а также запущен второй этап энергоцентра.
Меретояхинское	Расположено в Надымском районе ЯНАО в 135 км на юго-восток от г. Надыма.	2,1 млн т нефти	2028 г.	2030 г.	Пробурена скважина, подтверждающая техническую возможность закачки ПНГ в пласты с низкой проницаемостью в смешивающемся режиме с нефтью (технология MGI). Специальные исследования керна и флюида из ачимовской толщи позволили сформировать концепцию разработки месторождения.
Западно-Юбилейное	Расположено в Надымском районе ЯНАО, в 100 км северо-западнее г. Надыма.	21 млрд м <sup>3</sup> газа и 5 млн т нефти	2026 г.	2027 г.	Начаты работы по инженерной подготовке площадки для бурения и мобилизации буровой установки.
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>					
Ковыктинское	Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области.	27,2 млрд м <sup>3</sup> газа	2022 г.	2026 г.	Месторождение находится в завершающей стадии опытно-промышленной эксплуатации. Начаты работы по обустройству месторождения на первоочередных объектах УКПГ-2 и УКПГ-3. Мобилизовано 17 буровых установок для строительства эксплуатационных скважин. Ведутся ГРП, проводятся исследования добычных возможностей имеющегося фонда эксплуатационных скважин.
Чонская группа месторождений (Игнялинское, Вакунайское, Северо-Вакунайское, Тымпучиканское и Верхнечонское)	Месторождения расположены в Катангском районе Иркутской области и Ленском районе Республики Саха (Якутия), в 120–140 км восточнее районного центра с. Ербогачен.	6,2 млн т нефти	2028 г.	2034 г.	В 2020 г. пробурены одна разведочная скважина и три горизонтальные эксплуатационные скважины. Построена сейсмогеологическая модель по карбонатным и терригенным пластам Вакунайского, Тымпучиканского и Игнялинского лицензионных участков. Расширены границы Игнялинского лицензионного участка.

Наименование месторождения (лицензионного участка)	Описание	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море</b>					
Южно-Кириновское	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	2023–2025 гг.	2029–2033 гг.	Завершены ГРП. В соответствии с проектным технологическим документом на разработку проектный уровень добычи газа будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из 37 скважин. Осуществляется разработка проектной документации на обустройство месторождения и на строительство эксплуатационных скважин. Ведется эксплуатационное бурение.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

### Месторождения и перспективные лицензионные участки совместных предприятий и ассоциированных организаций Группы Газпром

Наименование месторождения (лицензионного участка)	Описание	Компания	Доли участия партнеров в проекте	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
<b>Обская и Тазовская губы</b>							
Семаковское месторождение	Расположено в акватории Тазовской губы и частично на суше Тазовского полуострова.	ООО «РусГазАльянс»	ООО «Газпром добыча Ямбург» — 50 %, АО «РусГазДобыча» — 50 %.	14,2 млрд м <sup>3</sup>	2022 г.	2029 г.	В 2020 г. по проекту разработки месторождения принято окончательное инвестиционное решение. Ведется эксплуатационное бурение и строительно-монтажные работы на объектах обустройства первой фазы.
<b>Гыданский полуостров</b>							
Восточно-Мессояхское месторождение	Находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова, относится к категории крупнейших по величине разведанных запасов.	АО «Мессояханефтегаз»	Группа Газпром нефть — 50 %, ПАО «НК «Роснефть» — 50 %.	6,0 млн т нефти	2016 г.	2022 г.	Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Запущена инфраструктура по закачке газа в пласт для увеличения уровня использования ПНГ и добычи нефти.

Наименование месторождения (лицензионного участка)	Описание	Компания	Доли участия партнеров в проекте	Годовая проектная мощность	Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Лескинский и Пухляхский лицензионные участки (проект «Енисей»)	Лицензионные участки расположены на Гыданском полуострове, на левом берегу Енисея. Лескинский участок относится к Таймырскому Долгано-Ненецкому району Красноярского края. Пухляхский участок расположен в Тазовском районе ЯНАО.	ООО «Газпромнефть-Аэро Брянк»	Группа Газпром нефть — 50 %, Royal Dutch Shell — 50 %.	19,9 млн т нефти	2028 г.	2038 г.	В 2020 г. завершены полевые сейсмо-разведочные работы 2D, ведется обработка и интерпретация полевых данных. Организована база хранения материально-технических ресурсов, подготовлен временный летний проезд к площадке бурения. В ноябре 2020 г. ПАО «Газпром нефть» и Royal Dutch Shell создано СП для изучения и разработки лицензионных участков, начато бурение поисковой скважины.
<b>ХМАО — Югра</b>							
Месторождение им. Эрвье (Оурьинское)	Расположено на границе ХМАО — Югры и Свердловской области.	АО «Евротэк-Югра»	Группа Газпром нефть — 31,7352 %, Repsol — 68,2648 %.	2,6 млн т нефти	2025 г.	2027 г.	В 2020 г. в целях определения технологии разработки месторождения пробурены две многозабойные скважины, ведется их опытно-промышленная разработка.
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>							
Куюмбинский и Терско-Камовский лицензионные участки	Расположены в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Месторождения, открытые в пределах лицензионных участков, входят в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазо-накопления. Район характеризуется труднодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия.	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	Группа Газпром нефть — 50 %, ПАО «НК «Роснефть» — 50 %.	5,0 млн т нефти	2018 г.	2028 г.	Ведется добыча нефти, эксплуатационное бурение и обустройство Куюмбинского месторождения.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу 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



### 1 Боливия

 Лицензионный блок Асеро

 Лицензионные блоки Ипати, Акио

### 5 Ирак

 Месторождение Бадра, месторождение Саркала (блок Гармиан, Курдистан)

 Блок Шакал (Курдистан)

### 2 Великобритания и Нидерланды

 Месторождение Винчелси\*

 Месторождения Вингейт, Силлиманит

### 6 Узбекистан

 Месторождение Джел

 Месторождение Шахпахты

### 3 Алжир

 Лицензионный участок Эль-Ассель

### 7 Вьетнам

 Блоки № 112 (с учетом расширения), № 129–132

 Месторождения Мок Тинь и Хай Тхать

### 4 Ливия

 Лицензионные участки № 19 и № 64

 Поиск и разведка углеводородов

 Добыча нефти

 Добыча газа

\* В связи с недостижением показателей эффективности проекта его участниками в 2020 г. сданы лицензии на лицензионные участки на континентальном шельфе Великобритании, в пределах которых было открыто месторождение Винчелси.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Разведочное бурение, тыс. м	9,7	18,4	21,9	18,6	8,8
Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед.	8	8	10	7	4
в т. ч. продуктивные	7	5	9	7	4
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	1,5	–	–	–	–
Сейсморазведка 3D, тыс. км <sup>2</sup>	0,8	1,2	1,1	0,7	–

**Примечание.** При формировании консолидированных показателей 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Месторождения в промышленной разработке, ед.	47	48	47	48	46
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	172	163	243	249	258
в т. ч. действующие	81	81	126	129	134
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	931	946	887	908	931
в т. ч. действующие	681	737	734	757	743

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед.</b>					
на газ	2	–	4	2	3
на нефть	38	51	46	38	35
<b>Всего</b>	<b>40</b>	<b>51</b>	<b>50</b>	<b>40</b>	<b>38</b>
<b>Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м</b>					
на газ	1,6	2,1	5,0	2,8	3,4
на нефть	40,9	67,5	61,5	68,1	59,8
<b>Всего</b>	<b>42,5</b>	<b>69,6</b>	<b>66,5</b>	<b>70,9</b>	<b>63,2</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 дочерними организациями Группы Газпром на территории зарубежных стран

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ, млн м <sup>3</sup>	428	408	393	364	341
Попутный газ, млн м <sup>3</sup>	133	115	96	101	104
Газовый конденсат, тыс. т	33	35	6	6	7
Нефть, тыс. т	986	933	910	890	866

**Примечание.** Приведены объемы добычи углеводородов организаций Группы на территории зарубежных стран, представленные в рамках рассматриваемого периода компанией NIS (Сербия).

## Добыча углеводородов в рамках основных зарубежных проектов с участием Группы Газпром

Наименование месторождения	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный газ, млн м<sup>3</sup></b>					
Вингейт	686	436	300	189	96
Мок Тинь и Хай Тхатъ	2 142	2 099	2 350	2 193	2 028
Шахпахты	363	312	272	202	231
Инкауаси	740	2 519	2 579	2 608	3 120
Силлиманит	–	–	–	–	484
<b>Попутный газ, млн м<sup>3</sup></b>					
Бадра	14	208	777	724	525
<b>Газовый конденсат, тыс. т</b>					
Вингейт	3	3	2	2	1
Мок Тинь и Хай Тхатъ	573	469	397	349	335
Инкауаси	75	270	280	290	344
<b>Нефть, тыс. т</b>					
Бадра	2 575	3 787	3 980	2 902	2 186
Саркала	193	370	935	1 451	1 210

**Примечание.** Объемы добычи приведены в целом по проектам без выделения доли Группы Газпром.

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

### Алжир

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 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. В связи с недостижением требуемых показателей эффективности проекта по результатам ГПП осуществлен возврат лицензий на месторождения ZER, ZERN алжирскому государству. Проект RSH и RSHN находится в стадии ГПП в режиме удержания до июня 2021 г. для предоставления заявления о коммерческой значимости месторождений и уточненных планов разработки. В 2020 г. завершена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ по месторождениям RSH и RSHN, проводилась корректировка планов их разработки.

## Боливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 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 ГРР. Доля Группы на этапе разработки составит 22,5 %. Партнеры: боливийская государственная нефтегазовая компания YPFB, Total EP Bolivie S.A. (оператор).	В предыдущие годы выполнены геологическая съемка, переобработка и переинтерпретация геофизических данных. В 2020 г. завершено бурение поисковой скважины Ньанкауасу-1 (5 830 м). Ведется работа по анализу полученной геолого-геофизической информации.

## Вьетнам

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Поиск и разведка углеводородов на блоке № 112 (с учетом расширения).	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.). В 2020 г. получено одобрение на продление фазы ГРР на три года (до 31 декабря 2022 г.). Подготовлен отчет по оценке и концепции разработки месторождения Бао Ванг. Проект находится на стадии принятия решения о целесообразности дальнейшей реализации.
Поиск и разведка углеводородов на блоках № 129–132.	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 поисковые скважины на «глубокой воде». По результатам поискового бурения открыто месторождение Тхан Биен (2015 г.). Завершена переобработка и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выполнена актуализация программы поисково-разведочных работ и ТЭО проекта.

## 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 31.12.2020 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. Участник проекта с российской стороны — 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. В мае 2020 г. получено Дополнение № 1 к лицензии, продлевающее этап геологического изучения до 16 лет. Ведется работа по подготовке Технико-экономической оценки освоения месторождения Центральное.

## Ливия

Наименование, цель и описание проекта	Год начала проекта	Наличие у Группы операторских функций	Условия участия Группы в проекте	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 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 (СРРП). Партнер — ливийская National Oil Corporation (Национальная нефтяная корпорация). Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРР.	Сохраняется режим форс-мажора по соответствующим СРРП.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.

## Проекты Группы Газпром в области разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах, находящиеся на стадиях освоения и добычи

## 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 31.12.2020 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 соответствующем объеме. Оператор — Total EP Bolivie S.A.	2010 г.	В 2011 г. открыто месторождение Инкауаси, расположенное на блоках Ипати и Акио.	–	Группа Газпром — 20 %, Total EP Bolivie S.A. — 50 %, TecPetrol — 20 %, YPFB Chako — 10 %.	2016 г.	4,0 млрд м <sup>3</sup> газа	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. В соответствии с планом совместной разработки введены четыре эксплуатационные скважины, осуществлено расширение пропускной способности УКПГ до 11,0 млн м <sup>3</sup> газа в сутки. В 2020 г. осуществлено расширение парка хранения конденсата. Планируются подключение скважины Инкауаси-5, законченной строительством в 2019 г., а также работы по подключению к магистральному трубопроводу Санта-Круз — Якуиба (GSCY). Продолжается промышленная добыча газа и газового 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 31.12.2020 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. — 64,5 %, XTO UK — 15,5 %.	2011 г.	0,3 млрд м <sup>3</sup> газа	Всего пробурено шесть эксплуатационных скважин, добыча ведется из трех эксплуатационных скважин. Месторождение планируется к закрытию в 2024 г.

\* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2020 г. составляла 50 %.

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 31.12.2020 г.)
Разработка и добыча на лицензионном участке D12b континентального шельфа Нидерландов. Оператор проекта — Wintershall Noordzee B.V.*	2011 г.	В 2015 г. на трансграничной структуре Силлиманит пробурена поисковая скважина. Открыто трансграничное месторождение Силлиманит.	–	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 %.	2020 г.	0,6 млрд м <sup>3</sup> газа	Между участниками проекта подписано соглашение об унитизации месторождения, по которому доля Группы Газпром составляет 19,9 %. Кроме того, подписано межгосударственное соглашение о разработке и налогообложении месторождения Силлиманит. Осуществлено строительство платформы D12-B, трубопровода, модификации приемного узла платформы D15-A, а также бурение двух эксплуатационных скважин. В феврале 2020 г. месторождение Силлиманит введено в эксплуатацию.
Разработка и добыча на лицензионном участке 44/19a континентального шельфа Великобритании. Оператор проекта — Wintershall Noordzee B.V.*	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 %.			

\* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2020 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 31.12.2020 г.)
Добыча углеводородов на месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат 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> газа	В 2016 г. месторождения выведены на проектную мощность. Продолжается промышленная добыча газа и газового конденсата.

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 31.12.2020 г.)
Разработка месторождения Бадра на условиях Сервисного контракта. Оператор — Gazprom Neft Badra 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 нефти	Продолжается промышленная добыча нефти. Предложена ревизия плана разработки месторождения для вовлечения слабодренлируемых запасов нефти посредством зарезки боковых стволов и бурения горизонтальных скважин. Согласование уточненного плана разработки ожидается в 2021 г.
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.	1,45 млн т нефти	Продолжается промышленная добыча нефти.

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 31.12.2020 г.)
Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты 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. Оператор — ООО «ОК Зарубежнефтегаз — ГПД Центральная Азия» (создано Gas Project Development Central Asia AG и АО «Газпром зарубежнефтегаз» на паритетной основе).	2004 г.	х	■	Представляющий Группу Газпром консорциум в составе дочернего общества АО «Газпром зарубежнефтегаз» (5 %) и совместного предприятия Gas Project Development Central Asia AG (95 %) — 50 %, Республика Узбекистан, от имени которой выступает Министерство энергетики Республики Узбекистан, — 50 %.	х	0,2 млрд м <sup>3</sup> газа	Месторождение Шахпахты расконсервировано и повторно введено в эксплуатацию в 2004 г. Ведется добыча газа и осуществляется капитальный ремонт скважин с постепенным переводом из бездействующего в добывающий фонд. В 2018 г. подписано дополнительное соглашение к СРП, пролонгирующее срок его действия до 2024 г.
Добыча углеводородов на месторождении Джел Республики Узбекистан на условиях СРП. Оператор — ООО «ОК Зарубежнефтегаз — Центральная Азия».	2018 г.	По результатам ГРП, проведенных в рамках исполнения лицензионных обязательств, в пределах Шахпахтинского лицензионного участка в 2009 г. открыто месторождение Джел.	■	Группа Газпром — 50 %, Республика Узбекистан, от имени которой выступает Министерство энергетики Республики Узбекистан, — 50 %.	2025 г.	0,3 млрд м <sup>3</sup> газа на полное развитие	В 2018 г. подписано СРП. В 2019 г. подписано Постановление Президента Республики Узбекистан, предусматривающее одобрение СРП по разработке месторождения Джел; получена лицензия на право пользования недрами в пределах действия СРП; выдан горный отвод; АО «Узбекнефтегаз» утвержден Проект разработки ГКМ Джел на условиях СРП. В 2020 г. начата разработка ТЭО проекта, местными властями выдан земельный отвод.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.

**Деятельность ассоциированных организаций и совместных предприятий  
в области поиска, разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах**

Компания	Страны ведения деятельности	Участие Группы Газпром	Краткая характеристика
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).	Wintershall AG является стороной СРПП по участкам 91 и 107 (ранее — концессии С96 и С97 соответственно). В 2020 г. компания продолжала испытывать трудности от затянувшегося политического кризиса в Ливии, что привело к ограничению добычи и экспорта нефти. В октябре 2020 г. в соответствии с СРПП Wintershall AG передала операционные функции на обоих участках совместной операционной компании Sarir Oil Operations B.V. (доля Wintershall AG — 49 %, доля ливийской National Oil Corporation (Национальной нефтяной корпорации) — 51 %).
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 45 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 К18-Гольф, Вингейт, Q1 и Силлиманит.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.

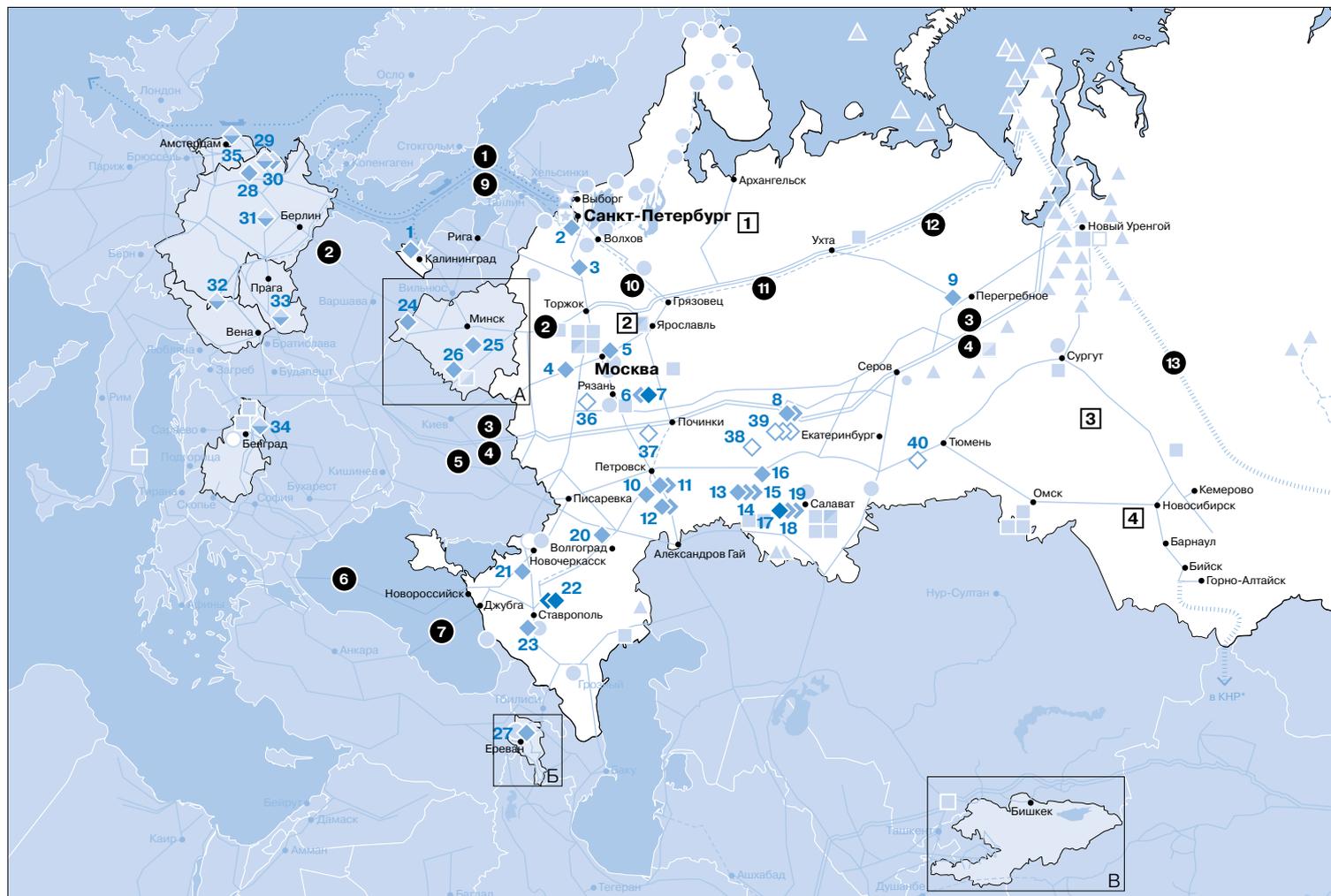
**Добыча углеводородов ассоциированными организациями и совместными предприятиями  
в области поиска, разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Wintershall AG</b>					
Нефть, тыс. т	504	1 528	2 148	2 392	448
Попутный газ, млн м <sup>3</sup>	137	233	311	415	29
<b>Wintershall Noordzee B.V.</b>					
Природный газ, млн м <sup>3</sup>	1 013	776	712	535	634
Газовый конденсат, тыс. т	5	8	5	4	3
Нефть, тыс. т	1	17	52	58	9

**Примечание.** Объемы добычи приведены в целом по организациям без выделения доли Группы Газпром.

# 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
- > Перспективные направления поставок

### Объекты ПХГ

- ◆ Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м<sup>3</sup>
- ◆ Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м<sup>3</sup>
- ◆ Действующие объекты ПХГ 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 «Прогресс»
- 4 Газопровод Уренгой — Ужгород
- 5 Газопровод «Союз»
- 6 Газопровод «Турецкий поток»
- 7 Газопровод «Голубой поток»
- 8 Газопровод «Сила Сибири»

### Газотранспортные проекты

- 9 Газопровод «Северный поток — 2»
- 10 Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская
- 11 Газопровод «Ухта — Торжок — 3»
- 12 Газопровод «Бованенково — Ухта — 3»

- 13 Газопровод «Сила Сибири — 2»

- 14 Газопровод «Союз Восток» (продолжение газопровода «Сила Сибири — 2» на территории Монголии)
- 15 Газопровод Сахалин — Хабаровск — Владивосток

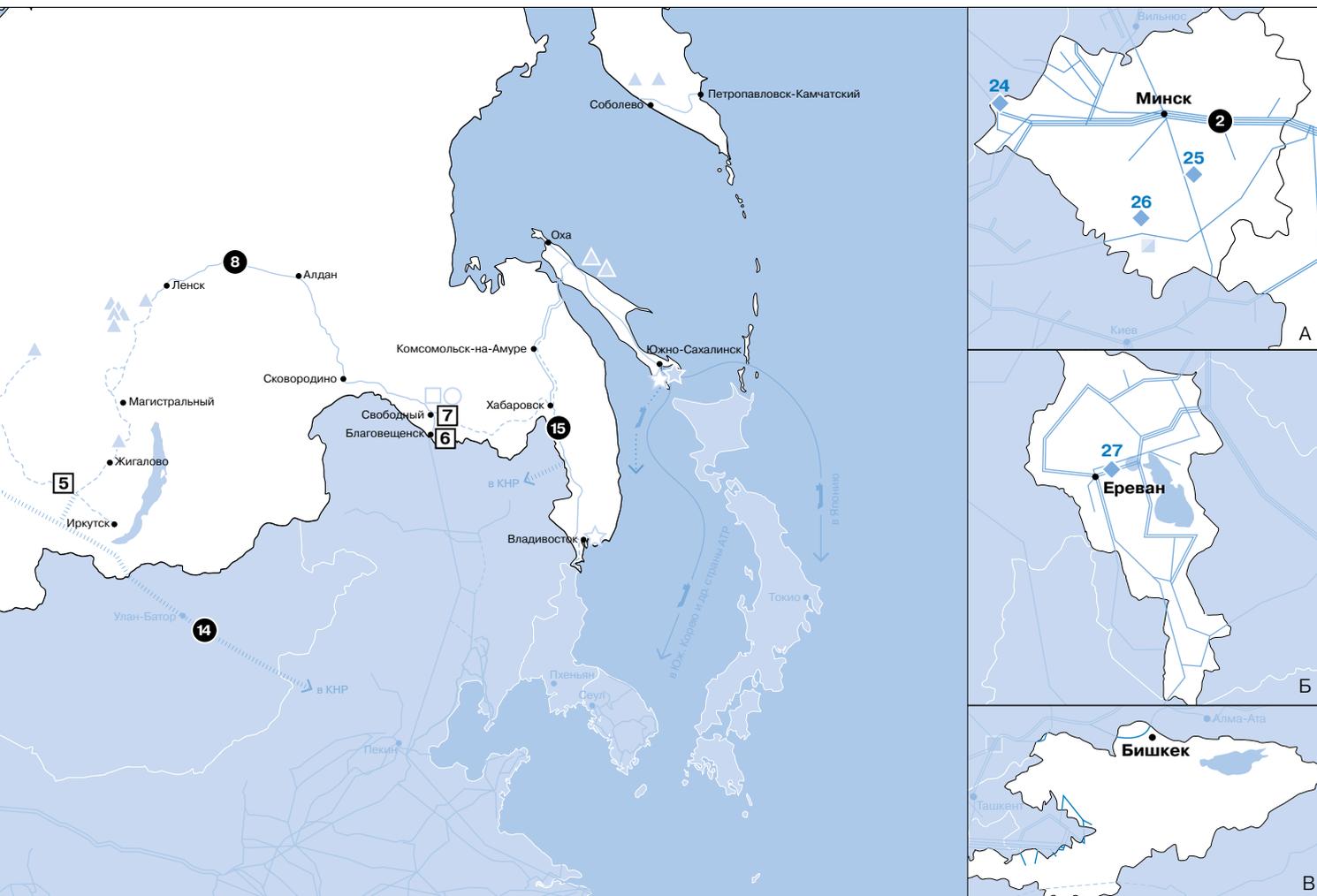
### Разведываемые площади под ПХГ

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

\* Продолжаются переговоры между ПАО «Газпром» и CNPC по согласованию коммерческих и технических условий поставок газа месторождений Западной Сибири в Китай по «западному» маршруту.

\*\* В 2020 г. велись работы по завершению ГРП в связи с отрицательными результатами.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 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	Кирюшкинское
16	Аманакское

17	Совхозное
18	Мусинское
19	Канчуриновское
20	Волгоградское
21	Куцевское
22	Северо-Ставропольское
23	Краснодарское
24	Прибугское (Беларусь)
25	Осиповичское (Беларусь)
26	Мозырское (Беларусь)
27	Абовянская станция подземного хранения газа (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	Бергермеер (Нидерланды)***

**Строящиеся и перспективные объекты ПХГ**

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

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

## Транспортировка

### Развитие и капитальный ремонт ГТС на территории России

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Ввод в эксплуатацию новых МГ и газопроводов-отводов, км	771	640	529	2 279	1 118
Реконструкция МГ, км	211	100	362	–	–
Капитальный ремонт, км	823	810	771	782	597
Количество аварий на 1 000 км	0,03	0,02	0,05	0,02	0,03

### Диагностическое обследование ГТС на территории России, тыс. км

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Внутритрубная дефектоскопия	23,9	22,1	25,1	28,9	27,8
Коррозионное обследование	17,3	18,0	14,9	21,6	22,7

### Основные технические характеристики газотранспортных активов, эксплуатируемых газотранспортными дочерними обществами Группы Газпром в России

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Протяженность МГ и газопроводов-отводов в одностороннем исчислении (с учетом технологических перемычек), тыс. км	171,8	172,1	172,6	175,2	176,8
Линейные компрессорные станции, ед.	253	254	254	254	254
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3 852	3 844	3 812	3 788	3 781
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	46,7	46,7	47,1	46,8	46,8

**Структура эксплуатируемых газотранспортными дочерними обществами Группы Газпром МГ и газопроводов-отводов (с учетом технологических перемычек) на территории России по сроку эксплуатации, тыс. км**

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
10 лет и менее	17,3	17,3	16,7	17,5	18,6
От 11 до 20 лет	15,8	16,2	15,7	15,5	15,9
От 21 года до 30 лет	40,9	40,9	34,8	35,3	24,4
От 31 года до 40 лет	55,2	55,2	59,1	60,0	62,8
От 41 года до 50 лет	24,9	24,8	26,3	26,7	31,5
Более 50 лет	17,7	17,7	20,0	20,2	23,6
<b>Всего</b>	<b>171,8</b>	<b>172,1</b>	<b>172,6</b>	<b>175,2</b>	<b>176,8</b>

**Поступление газа в ГТС Газпрома на территории Российской Федерации и объем газа, использованный на собственные технологические нужды ГТС, млрд м<sup>3</sup>**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Поступление в газотранспортную систему (ГТС)	622,59	672,09	693,07	678,96	625,02
Собственные технологические нужды ГТС	31,98	37,48	40,14	37,99	32,53

**Объемы транспортировки газа по газопроводам «Сила Сибири», «Северный поток», «Голубой поток», «Турецкий поток», млрд м<sup>3</sup>**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Газопровод «Сила Сибири»	x	x	x	0,33	4,10
Газопровод «Северный поток» (через КС Портовая)	43,79	50,98	58,71	58,50	59,28
Газопровод «Голубой поток» (через КС Береговая)	13,06	15,89	13,25	11,10	8,76
Газопровод «Турецкий поток» (через КС Русская)*	x	x	x	x	13,51

\* Коммерческие поставки газа по газопроводу начаты в январе 2020 г.

Оказание для ПАО «Газпром» услуг по транспортировке газа по территории сопредельных государств, млрд м<sup>3</sup>

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Через газоизмерительную станцию «Иматра» (для поставки в Финляндию)	2,53	2,36	2,62	2,46	1,61
Через Украину	82,20	93,46	86,78	89,59	55,90
Через Литву	2,21	2,43	2,63	2,45	2,35
Через Латвию	0,42	0,06	0,16	0,11	–
Через Эстонию	1,72	1,24	1,44	1,51	–
Через Молдову	18,46	20,22	18,07	10,23	0,89
Через Казахстан	27,67	32,69	33,23	21,64	22,45

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

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Беларусь</b> (ГТС ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и участок МГ 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
в т. ч. ГТС ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	5	5	5	5	5
участок МГ Ямал — Европа на территории Беларуси	5	5	5	5	5
Поступление газа в ГТС, млрд м <sup>3</sup>	60,33	61,17	62,59	60,78	55,99
в т. ч. транзит	41,69	42,16	42,26	40,51	37,22
<b>Армения</b> (ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность*, тыс. км	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Количество КС, ед.	–	–	–	–	–
Поступление газа в ГТС, млрд м <sup>3</sup>	2,24	2,38	2,46	2,55	2,60
в т. ч. транзит	–	–	–	–	–
<b>Кыргызстан</b> (ОсОО «Газпром Кыргызстан»)					
Протяженность*, тыс. км	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Количество КС, ед.	1	1	1	1	1
Поступление газа в ГТС, млрд м <sup>3</sup>	4,52	6,64	6,35	6,79	7,08
в т. ч. транзит	4,25	6,36	6,03	6,49	6,75

\* В одностороннем исчислении.

## Основные действующие маршруты транспортировки газа ПАО «Газпром» на экспорт

Наименование	Годовая проектная производительность, млрд м <sup>3</sup>	Протяженность, км	Диаметр труб, мм	Страны, через территорию и/или территориальные воды которых проходит маршрут газопровода
Ямал — Европа	32,9	Более 2 000	1 420	Россия, Беларусь, Польша, Германия
«Северный поток»	55	1 224	1 220	Территориальные воды России, Дании, Германии. Исключительные экономические зоны России, Финляндии, Швеции, Дании, Германии
Уренгой — Помары — Ужгород*	32	4 451	1 420	Россия, Украина
«Союз»*	26	2 750	1 420	Россия, Казахстан, Украина
«Прогресс»*	28,5	3 473	1 420	Россия, Украина
«Голубой поток» (морская часть)	16	Две нитки протяженностью 382 км и 389 км	600	Россия, Турция
«Турецкий поток» (морская часть)	31,5	Две нитки протяженностью 937 км и 939 км	813	Россия, Турция
«Сила Сибири»	До 48	2 250,9 (участок Чайандинское НГКМ — граница КНР)	1 420	Россия

\* Газопроводы украинского коридора.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность	
Лупинги газопровода Грязовец — Выборг с целью замыкания второй нитки на участке Грязовец — Волхов (расширение)	Поставка дополнительных объемов газа потребителям г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	217,15 км	–	7,0 млрд м <sup>3</sup>	2017–2021 гг. В 2018 г. введен в эксплуатацию участок протяженностью 63,6 км. Продолжаются строительные работы.
«Северный поток — 2»	Поставка газа потребителям в страны Западной и Центральной Европы	Две нитки протяженностью около 1 230 км	–	55 млрд м <sup>3</sup>	В середине декабря 2020 г. возобновлены работы по трубоукладке. По состоянию на 31 декабря 2020 г. суммарно по двум ниткам газопровода уложено более 2 300 км труб в Балтийском море.
Мурманск — Волхов	Транспортировка газа Штокмановского месторождения в ЕСГ России	Около 1 365 км (будет уточнена по результатам проектирования)	До 10 КС / 1 225 МВт (будет уточнено по результатам проектирования)	До 46 млрд м <sup>3</sup> (в зависимости от варианта обустройства Штокмановского месторождения)	Срок строительства и ввода газопровода в эксплуатацию будет определен после принятия инвестиционного решения по Штокмановскому месторождению.
«Бованенково — Ухта — 2»	Транспортировка газа с месторождений полуострова Ямал	1 108 км	9 КС / 830 МВт	57,5 млрд м <sup>3</sup>	2014–2023 гг. Ведется эксплуатация линейной части и семи КС (в т. ч. второго компрессорного цеха КС Чикшинская, введенного в эксплуатацию в 2020 г.). Продолжаются работы по строительству двух КС.
«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>	2014–2021 гг. Ведется эксплуатация линейной части и одной КС (КС Новоюбилейная, введенная в эксплуатацию в 2020 г.). Осуществляются пусконаладочные работы на одной КС, продолжается строительство пяти КС.
«Сила Сибири»	Транспортировка газа с Чагинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ для газоснабжения регионов Дальневосточного ФО и поставок газа на рынок КНР	3 053,9 км	9 КС / 1 250 МВт	До 48 млрд м <sup>3</sup>	Поэтапный ввод в соответствии с обязательствами по договору купли-продажи природного газа.
участок Чагинское НГКМ — граница КНР		2 250,9 км, кроме того лупинги — 1 483,6 км	8 КС / 1 186 МВт	До 48 млрд м <sup>3</sup>	В 2019 г. введен в эксплуатацию участок Чагинское НГКМ — граница КНР в составе 2 250,9 км линейной части (в полном объеме) и одной КС мощностью 128 МВт. Ведется эксплуатация линейной части, продолжается строительство КС. Проводится экспертиза проектной документации вторых цехов КС и лупингов линейной части.
участок Ковыктинское ГКМ — Чагинское НГКМ		803 км	1 КС / 64 МВт	26,6 млрд м <sup>3</sup>	Ведутся строительные-монтажные работы по сооружению линейной части газопровода, проектно-изыскательские работы по расширению КС.

Наименование	Назначение	Проектные характеристики			Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
		Протяженность	Количество КС / общая мощность КС	Годовая производительность	
Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская	Поставка дополнительных объемов газа потребителям Северо-Запада России и на экспорт по газопроводу «Северный поток — 2»	1 192 км	7 компрессорных цехов / 967 МВт	58,4 млрд м <sup>3</sup> (этапы 1–3), в том числе для подачи газа в газопровод «Северный поток — 2» в объеме до 55 млрд м <sup>3</sup>	Позапный ввод начиная с 2020 г. Ведется строительство линейной части МГ и компрессорных цехов. В 2020 г. введен в эксплуатацию 851 км линейной части газопровода.
Сахалин — Хабаровск — Владивосток (второй пусковой комплекс)	Поставка дополнительных объемов газа потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также на экспорт	352,9 км	8 КС / 464 МВт	Около 22 млрд м <sup>3</sup> на полное развитие (будет уточнена по результатам проектирования)	Позапный ввод начиная с 2021 г. Ведутся строительно-монтажные работы по сооружению линейной части газопровода. Проводится экспертиза проектной документации по расширению головной КС Сахалин.
«Бованенково — Ухта — 3»	Транспортировка газа с месторождений полуострова Ямал	Около 1 260 км (будет уточнена по результатам проектирования)	10 КС / 1 486 МВт (будет уточнено по результатам проектирования)	Около 66 млрд м <sup>3</sup>	Позапный ввод начиная с 2023–2024 гг. Ведутся проектно-изыскательские работы.
«Ухта — Торжок — 3»	Поставка дополнительных объемов газа на Северо-Запад России для газоснабжения российских потребителей, а также поставок на экспорт	Около 972 км (будет уточнена по результатам проектирования)	6 компрессорных цехов / 740 МВт (будет уточнено по результатам проектирования)	Около 45 млрд м <sup>3</sup>	Позапный ввод начиная с 2023–2024 гг. Ведутся проектно-изыскательские работы.
«Сила Сибири — 2»	Поставка газа потребителям в России и на экспорт в КНР через территорию Монголии	Протяженность и прочие характеристики будут уточнены по результатам проектирования.		До 50 млрд м <sup>3</sup>	Проводится исследование возможности организации поставок газа из России в Китай через территорию Монголии в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным ПАО «Газпром» и Правительством Монголии 5 декабря 2019 г. В августе 2020 г. ПАО «Газпром» и Правительство Монголии подписали Меморандум о намерениях в отношении создания компании специального назначения для разработки технико-экономического обоснования проекта строительства и эксплуатации газопровода на территории Монголии <sup>4,5</sup> . Переговоры по проекту продолжаются.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

<sup>4</sup> Событие после отчетной даты: в январе 2021 г. в целях проработки вопросов строительства и эксплуатации газопровода в Монголии зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газопровод Союз Восток».

<sup>5</sup> Событие после отчетной даты: в апреле 2021 г. утвержден технико-экономический анализ проекта строительства газопровода «Союз Восток» (продолжение российского газопровода «Сила Сибири — 2» по территории Монголии) в составе комплексного технико-экономического анализа проекта поставки трубопроводного газа из России в Китай через территорию Монголии. Предварительные расчетные показатели проекта дают необходимую экономическую эффективность его реализации.

## Подземное хранение газа

### Характеристика российских ПХГ Газпрома

	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	26	26	27	27	27
Объем активной емкости по обустройству, млрд м <sup>3</sup>	73,62	74,93	75,01	75,01	75,07
КС ПХГ, ед.	18	19	20	20	20
ГПА, ед.	219	221	217	203	203
Установленная мощность ГПА, МВт	917	949	942	927	927
Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед.	2 681	2 694	2 705	2 711	2 711

### Хранение газа на территории России

	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Закачка газа в ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
I кв.	–	23,2	99,8	635,7	243,2
II кв.	8 468,8	17 443,9	23 418,6	21 177,3	12 744,6
III кв.	14 209,2	24 434,7	23 616,1	21 411,4	17 735,4
IV кв.	1 973,1	2 275,4	2 349,9	1 816,4	2 076,7
<b>Всего</b>	<b>24 651,1</b>	<b>44 177,2</b>	<b>49 484,4</b>	<b>45 040,8</b>	<b>32 799,9</b>
Объем газа, использованный на собственные технологические нужды ПХГ, млн м <sup>3</sup>	308	503	555	534	416
	III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021
<b>Отбор газа из ПХГ, млн м<sup>3</sup></b>					
III кв.	114,2	164,4	99,8	450,5	343,9
IV кв.	18 834,6	17 117,2	20 415,6	15 874,4	23 619,5
I кв. следующего года	26 175,1	31 036,3	23 702,9	15 175,8	36 521,0
II кв. следующего года	2 022,8	435,6	513,4	1 107,5	472,9
<b>Всего</b>	<b>47 146,7</b>	<b>48 753,5</b>	<b>44 731,7</b>	<b>32 608,2</b>	<b>60 957,3</b>
Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м <sup>3</sup> / сут.	801,3	805,3	812,5	843,3	843,3

## Характеристика зарубежных объектов ПХГ с участием Группы Газпром

Страна	ПХГ	Условия участия Группы Газпром	Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2020 г.						
			Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>		Суточная производительность на отбор, 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 %)	3,1	2,4 (из них ООО «Газпром экспорт» — 2,4)	24,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 24,5)	1	4	62	17
Сербия	Банатский Двор	Соинвестор (51 %)	0,55*	0,28 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,28)	2,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 2,5)	1	2	5	18
Германия	Йемгум	Соинвестор (83,3 %)	0,9	0,8 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	19,9 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	38	9
	Катарина	Соинвестор (50 %)	0,52	0,52 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,52)	25,8 (из них ООО «Газпром экспорт» — 25,8)	1	3	37	8
	Реден	В собственности	4,24	4,24 (из них ООО «Газпром экспорт» — 3,3)	50,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 50,4)	1	7	90	16
	Этцель	Соинвестор (доля в кавернах — 33 %, доля в трубопроводе — 16 %)	1,0	0,3 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	6,9 (ООО «Газпром экспорт» не используется)	1	3	24	9
Нидерланды	Бергермеер	Соинвестор**	4,6	1,85	26,1 (из них ООО «Газпром экспорт» — 26,1)	1	6	72	13
Чехия	Дамборжице	Соинвестор (50 %)	0,37	0,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3)	6,9 (из них ООО «Газпром экспорт» — 6,9)	1	3	10,5	14
Беларусь	Прибугское	В собственности	0,5	0,5	8,0	1	5	7,1	41
	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	16
Армения	Абовянская станция подземного хранения газа	В собственности	0,1	0,1	6,0	1	9	9,9	21

\* В т. ч. газ для технологических нужд в объеме 0,10 млрд м<sup>3</sup>.

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

### Среднесрочные коммерческие контракты на использование ООО «Газпром экспорт» мощностей ПХГ в европейских странах дальнего зарубежья, действовавшие к началу сезона отбора 2020/2021 г.

Страна	Суммарная активная емкость, используемая Группой Газпром, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность на отбор, используемая Группой Газпром, млн м <sup>3</sup>
Австрия	1,20	8,6
Словакия	0,86	5,0
Венгрия	0,39	4,0

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

	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Закачка газа в ПХГ за рубежом</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Всего в ПХГ в странах БСС	2 144,3	1 274,9	1 227,8	956,5	994,6
<b>Дальнее зарубежье*</b>					
Австрия	683,9	2 222,5	1 527,5	2 124,5	1 090,7
Венгрия	–	898,4	290,2	1 003,0	–
Германия	654,1	1 840,0	2 072,5	3 639,9	505,4
Нидерланды	1 195,0	1 782,0	1 558,1	283,8	521,5
Сербия	–	12,6	51,1	58,6	21,0
Словакия	–	738,0	283,6	1 112,6	223,7
Чехия	105,3	190,8	393,8	26,8	47,4
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	909,9	412,9	–	–
<b>Всего в ПХГ в странах дальнего зарубежья</b>	<b>2 638,3</b>	<b>8 594,2</b>	<b>6 589,7</b>	<b>8 249,2</b>	<b>2 409,7</b>
<b>Всего</b>	<b>4 782,6</b>	<b>9 869,1</b>	<b>7 817,5</b>	<b>9 205,7</b>	<b>3 404,3</b>

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

	III–IV кв., а также I–II кв. следующего года				
	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021
<b>Отбор газа из ПХГ за рубежом*</b>					
<b>Страны БСС</b>					
Всего из ПХГ в странах БСС	1 997,1	1 298,7	1 067,5	875,3	1 074,9
<b>Дальнее зарубежье**</b>					
Австрия	1 480,5	2 054,0	546,5	1 167,6	3 342,5
Венгрия	–	898,4	267,7	8,8	292,7
Германия	936,9	2 117,5	1 008,0	774,2	4 005,4
Нидерланды	1 981,3	1 532,8	368,6	500,6	1 650,4
Сербия	0,5	44,5	13,7	3,2	27,2
Словакия	–	673,0	201,7	75,7	1 005,6
Чехия	104,5	183,2	147,0	26,6	299,8
Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы	–	974,9	–	–	–
<b>Всего из ПХГ в странах дальнего зарубежья</b>	<b>4 503,7</b>	<b>8 478,3</b>	<b>2 553,3</b>	<b>2 556,7</b>	<b>10 623,6</b>
<b>Всего</b>	<b>6 500,8</b>	<b>9 777,0</b>	<b>3 620,8</b>	<b>3 432,0</b>	<b>11 698,5</b>

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

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

## 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
Республика Татарстан	Арбузовское	Водоносные структуры	0,7	7,6
Республика Удмуртия	Удмуртский резервирующий комплекс	Водоносные структуры	2,8	44,9
Тюменская область	Пунгинское	Истощенное месторождение	5,5	50,0
Курганская область	Шатровское	Водоносные структуры	1,0	14,0
Краснодарский край	Куцевское	Истощенное месторождение	6,5	70,0
Тульская область	Новомосковское	В отложениях каменной соли	0,3	40,0

## Перспективные объекты ПХГ с участием Группы Газпром за рубежом

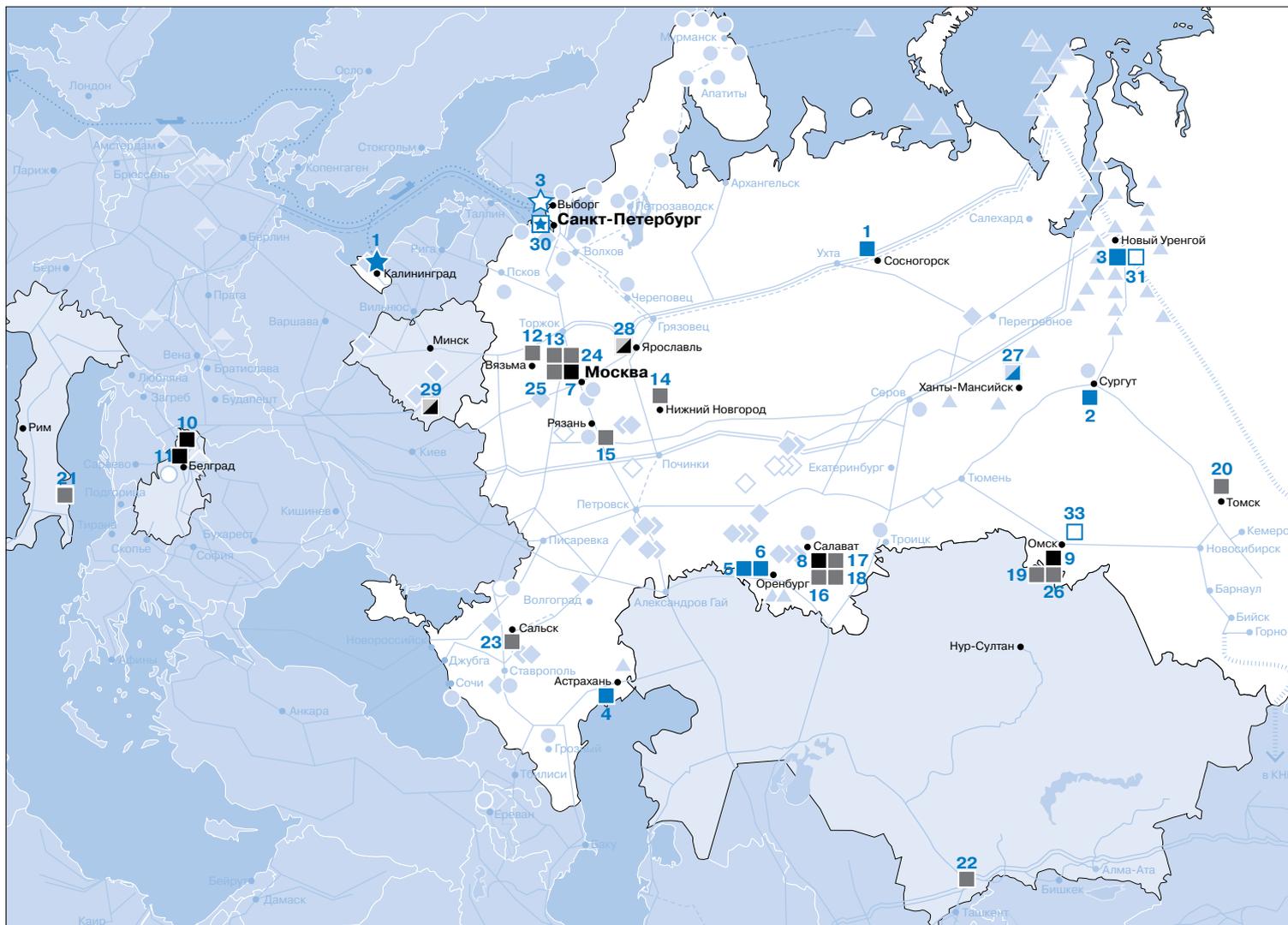
Страна	ПХГ	Характер строительства	Тип ПХГ	Год начала проекта	Условия участия Группы Газпром	Проектные характеристики		Год ввода в эксплуатацию	Год выхода на проектную мощность	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
						Суммарная активная емкость, млрд м <sup>3</sup>	Суточная производительность, млн м <sup>3</sup>			
Германия	Катарина	Новое строительство	В отложениях каменной соли	2011 г.	Соинвестор (50 %)	0,7	25,8	2011 г.	2025 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей.
Сербия	Банатский Двор	Расширение действующего ПХГ	Истощенное месторождение	2009 г.	Соинвестор (51 %)	До 0,75	До 10	2011 г.	2022 г.*	Осуществляется эксплуатация действующего ПХГ, ведутся предынвестиционные работы в рамках реализации проекта расширения.
Чехия	Дамборжице	Новое строительство	Истощенное месторождение	2014 г.	Соинвестор (50 %)	0,5	7,6	2016 г.	2021 г.	Осуществляется эксплуатация, ведется расширение.

\* По предварительной оценке, срок будет уточнен по результатам проектирования.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

# Переработка углеводородного сырья, газо- и нефтехимия, проекты производства СПГ

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



## 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
- Объекты производства и регазификации СПГ
- Проекты в области производства СПГ

## 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

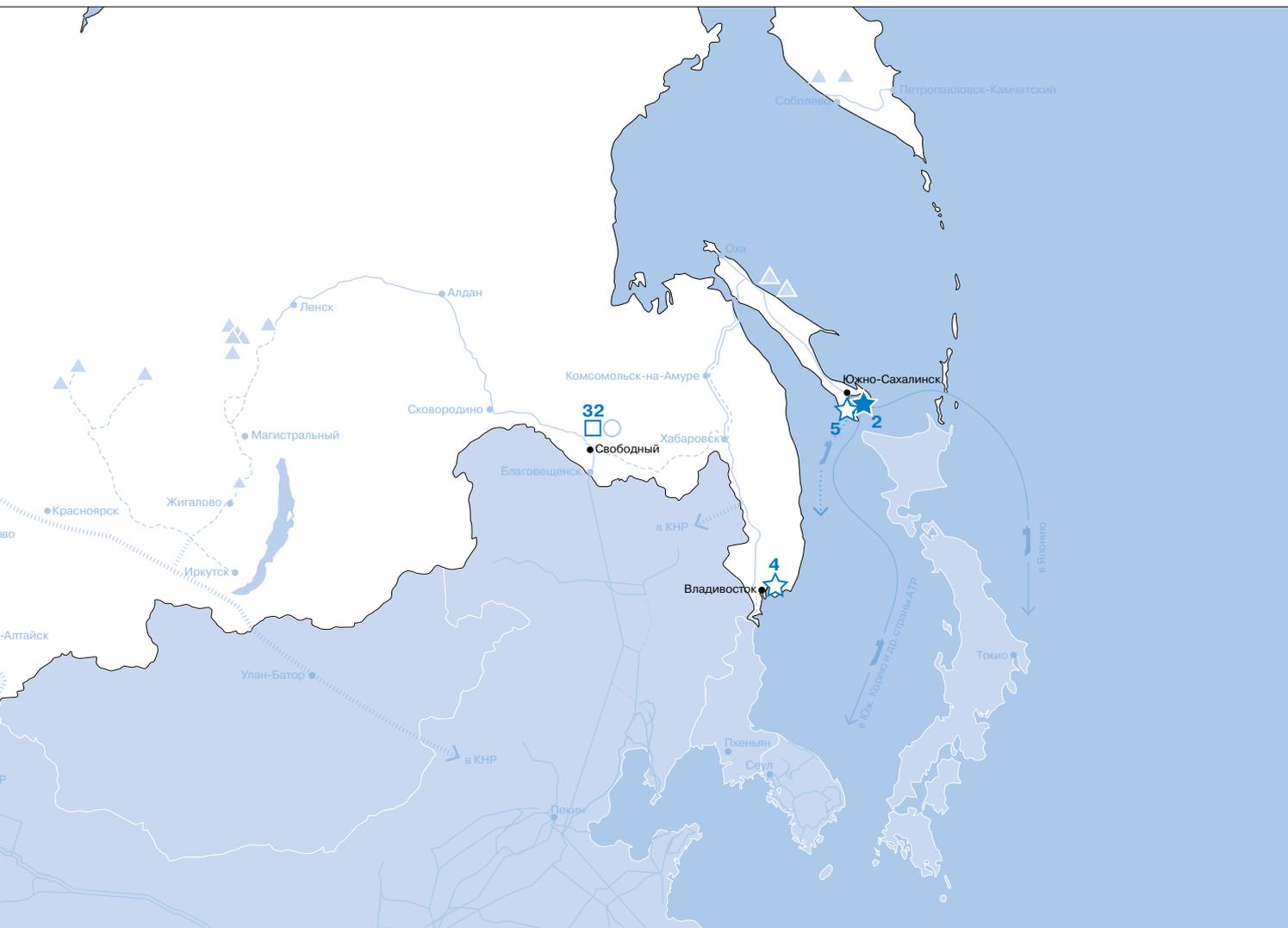
## НПЗ

- 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 АО «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 2020 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** Сальский битумный терминал
- 24** НПП Нефтехимия\*
- 25** Тоталь — ПМБ\*
- 26** Полиом\*

**Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ**

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

\* Активы СП.

**Доступ Группы Газпром к мощности НПЗ**

- 28** Ярославнефтеоргсинтез (доступ Группы Газпром к 50 % мощности)
- 29** Мозырский НПЗ (Беларусь)\*\*

**Проекты в переработке, газо- и нефтехимии**

- 30** Проект интегрированного комплекса по переработке и сжижению природного газа в Усть-Луге
- 31** Новоуренгойский ГХК
- 32** Амурский ГПЗ
- 33** Производство катализаторов

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

**Объекты производства и регазификации СПГ**

- 1** Регазификационный терминал в г. Калининграде
- 2** Завод СПГ на о. Сахалин
- 3** Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ (КСПГ) вблизи КС Портовая
- 4** Завод по производству СПГ в районе г. Владивостока
- 5** Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2»

### Объемы переработки углеводородов Группой Газпром (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Переработка природного и попутного газа, млрд м<sup>3</sup></b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*	30,06	29,94	30,14	30,60	29,76
Газпром нефтехим Салават	0,49	0,43	0,47	0,44	0,45
Газпром нефть	0,44	0,45	0,45	0,43	0,40
<b>Всего</b>	<b>30,99</b>	<b>30,82</b>	<b>31,06</b>	<b>31,47</b>	<b>30,61</b>
<b>Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата, млн т</b>					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества	6,58	6,49	6,21	6,65	6,64
Газпром нефть	41,89	40,11	42,91	41,48	40,39
в т. ч. за рубежом	3,23	3,42	3,56	3,14	3,32
Газпром нефтехим Салават	6,47	6,48	6,74	6,83	6,66
<b>Всего</b>	<b>54,94</b>	<b>53,08</b>	<b>55,86</b>	<b>54,96</b>	<b>53,69</b>

\* С учетом объемов переработки ООО «Газпром метанол» и АО «Газпром добыча Томск».

### Переработка (очистка и стабилизация) нестабильного газового конденсата основными дочерними обществами ПАО «Газпром»\*, млн т (без учета давальческого сырья)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Нестабильный газовый конденсат (нефть)	17,55	17,47	17,75	18,82	18,47

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

### 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный и попутный газ	9,28	9,15	9,55	9,11	8,99

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	8 216,4	8 688,7	8 234,3	8 362,0	9 977,6
Сухой газ, млн м <sup>3</sup>	23 996,9	23 607,0	23 590,9	23 928,9	23 862,9
Сжиженные углеводородные газы (СУГ), тыс. т	3 525,4	3 522,5	3 614,3	3 663,8	3 567,6
в т. ч. за рубежом	115,0	103,0	97,0	77,8	95,9
Автомобильный бензин, тыс. т	12 270,0	11 705,6	12 044,9	11 703,1	11 823,2
в т. ч. за рубежом	516,0	469,0	515,7	445,2	451,4
Дизельное топливо, тыс. т	14 971,4	14 322,1	15 662,5	15 514,6	16 262,6
в т. ч. за рубежом	1 363,0	1 299,0	1 571,2	1 432,7	1 593,3
Авиационное топливо, тыс. т	3 213,2	3 148,8	3 553,3	3 433,8	2 758,3
в т. ч. за рубежом	122,0	155,0	190,4	154,4	88,0
Мазут топочный, тыс. т	7 787,2	6 585,9	6 880,6	7 167,8	5 386,1
в т. ч. за рубежом	334,0	318,0	253,7	186,4	169,8
Судовое топливо, тыс. т	3 177,2	3 367,3	2 952,0	2 795,3	2 519,0
Битумы, тыс. т	2 112,0	2 662,1	3 122,3	2 959,0	3 254,2
в т. ч. за рубежом	335,0	553,3	600,3	572,3	631,4
Масла, тыс. т	421,0	480,0	487,2	539,3	433,5
Сера, тыс. т	4 905,6	5 013,6	5 179,7	5 377,8	5 021,6
в т. ч. за рубежом	22,0	24,0	23,0	13,8	24,4
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	5 054,1	5 102,2	5 088,9	4 731,5	4 470,7
ШФЛУ, тыс. т	1 807,0	1 349,7	1 465,5	1 383,8	1 353,1
Этановая фракция, тыс. т	377,9	363,0	347,3	337,3	337,4
Мономеры, тыс. т	294,0	264,9	335,8	293,3	320,2
Полимеры, тыс. т	179,1	154,3	185,6	171,6	191,4
Продукция органического синтеза, тыс. т	89,6	44,7	71,3	49,7	48,8
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	953,0	913,2	836,4	799,7	800,6

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

<b>Наименование продукции</b>	<b>Применение</b>
Акриловая кислота, акрилаты	Производство впитывающих продуктов, вододисперсионных красок и других адгезивных покрытий
Битумы нефтяные	Дорожное строительство, гидроизоляционные материалы
Битумопроизводные материалы	Строительство и ремонт автодорог, аэродромов, искусственных сооружений, гидрозащита и коррозионная защита, промышленное и гражданское строительство
Гелий	Энергетика, металлургия, авиакосмическая промышленность, судостроение, машиностроение, медицина
Минеральные удобрения (карбамид, аммиак жидкий технический, уголекислота, аммиачная селитра)	Сельское хозяйство
Мономеры (этилен, пропилен, стирол)	Сырье для нефтехимической промышленности
Продукция органического синтеза (бутанол, пластификатор ДОФ)	Сырье для нефтехимической промышленности
Полимерно-битумное вяжущее (ПБВ)	Дорожное строительство
Полимеры (полиэтилен, полистирол)	Производство медицинских и бытовых изделий, пленок, упаковочных и изоляционных материалов
Этановая фракция	Сырье для нефтегазохимической промышленности
Коксы	Производство электродов, анодов. Цветная и черная металлургия
ШФЛУ	Сырье для нефтегазохимической промышленности

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества*</b>					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	8 216,4	8 688,7	8 234,3	8 362,0	9 977,6
Сухой газ, млн м <sup>3</sup>	23 620,1	23 223,1	23 211,3	23 568,3	23 525,0
СУГ, тыс. т	2 578,4	2 828,5	2 814,3	2 944,4	2 787,7
Автомобильный бензин, тыс. т	2 497,9	2 234,5	2 150,7	2 319,8	2 214,2
Дизельное топливо, тыс. т	1 435,6	1 496,8	1 373,4	1 618,6	1 546,2
Авиационное топливо, тыс. т	174,2	111,8	88,3	95,0	87,1
Мазут топочный, тыс. т	346,1	328,4	323,4	395,4	97,1
Сера, тыс. т	4 696,5	4 847,9	4 983,9	5 154,4	4 765,7
Гелий, тыс. м <sup>3</sup>	5 054,1	5 102,2	5 088,9	4 731,5	4 470,7
ШФЛУ, тыс. т	1 666,7	1 149,4	1 270,5	1 212,4	1 192,9
Этановая фракция, тыс. т	377,9	363,0	347,3	337,3	337,4
<b>Газпром нефть</b>					
Сухой газ, млн м <sup>3</sup>	376,8	383,9	379,6	360,6	337,9
СУГ, тыс. т	947,0	694,0	800,0	719,4	779,9
в т. ч. за рубежом	115,0	103,0	97,0	77,8	95,9
Автомобильный бензин, тыс. т	9 176,0	8 555,0	8 863,8	8 015,2	8 429,9
в т. ч. за рубежом	516,0	469,0	515,7	445,2	451,4
Дизельное топливо, тыс. т	12 023,0	11 325,0	12 323,6	11 870,4	12 548,9
в т. ч. за рубежом	1 363,0	1 299,0	1 571,2	1 432,7	1 593,3
Авиационное топливо, тыс. т	3 039,0	3 037,0	3 465,0	3 338,8	2 671,2
в т. ч. за рубежом	122,0	155,0	190,4	154,4	88,0
Мазут топочный, тыс. т	6 720,0	5 696,0	6 204,8	6 447,2	5 117,5
в т. ч. за рубежом	334,0	318,00	253,7	186,4	169,8
Судовое топливо, тыс. т	2 410,0	2 671,0	2 576,4	2 490,8	2 398,1
Битумы, тыс. т	2 021,0	2 569,2	2 928,5	2 780,9	3 081,2
в т. ч. за рубежом	335,0	553,3	600,3	572,3	631,4
Масла, тыс. т	421,0	480,0	487,2	539,3	433,5
Сера, тыс. т	180,0	136,0	160,0	186,4	224,9
в т. ч. за рубежом	22,0	24,0	23,0	13,8	24,4
ШФЛУ, тыс. т	131,5	145,4	144,3	136,2	124,5
<b>Газпром нефтехим Салават</b>					
Автомобильный бензин, тыс. т	596,1	916,1	1 030,4	1 368,1	1 179,1
Дизельное топливо, тыс. т	1 512,9	1 500,3	1 965,5	2 025,6	2 167,5
Мазут топочный, тыс. т	721,1	561,5	352,4	325,2	171,5
Судовое топливо, тыс. т	767,2	696,3	375,6	304,5	120,9
Битумы, тыс. т	91,0	92,9	193,8	178,1	173,0
Сера, тыс. т	29,1	29,7	35,8	37,0	31,0
ШФЛУ, тыс. т	8,8	54,9	50,7	35,2	35,7
Мономеры, тыс. т	294,0	264,9	335,8	293,3	320,2
Полимеры, тыс. т	179,1	154,3	185,6	171,6	191,4
Продукция органического синтеза, тыс. т	89,6	44,7	71,3	49,7	48,8
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	953,0	913,2	836,4	799,7	800,6

\* С учетом объемов производства продукции переработки ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром метанол», АО «Газпром добыча Томск». Также учтены объемы производства продукции переработки ООО «Газпром добыча Иркутск» и ООО «Сервиснефтегаз», финансовые показатели которых в связи с их несущественностью 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 31.12.2020 г.)	Основная продукция
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа, 7,3 млн т нестабильного газового конденсата, 2,5 млн т стабильного газового конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, СУГ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), автомобильный бензин, дистиллят газового конденсата легкий, дизельное топливо, мазут, дистиллят газового конденсата тяжелый, дистиллят газового конденсата средний, газовая сера
Оренбургский ГПЗ		Оренбург	1974 г.	37,5 млрд м <sup>3</sup> природного газа, 6,26 млн т нестабильного газового конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, СУГ, 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, СУГ, 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, СУГ, стабильный газовый конденсат, техуглерод
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту		Новый Уренгой	1985 г.	13,67 млн т нестабильного (невыветренного) конденсата (деэтанация и стабилизация) или 12,2 млн т выветренного конденсата	Деэтанализированный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, СУГ, ШФЛУ, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легкий, топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтанации
Сургутский завод по стабилизации конденсата		Сургут	1985 г.	12,05 млн т нефтегазоконденсатной смеси (стабилизация), 4,0 млн т стабильного газового конденсата и нефти	Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, СУГ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легкий
Завод по производству метанола, метанольного формалина и карбамидоформальдегидного концентрата	ООО «Газпром метанол»	Томск	1983 г.	Сырье: 926,01 млн м <sup>3</sup> газа Выработка: 871,13 тыс. т метанола	Метанол
			2016 г.	Сырье: 45,77 тыс. т метанола, 14,52 тыс. т карбамида Выработка: 57,82 тыс. т карбамидоформальдегидного концентрата КФК-85, 11,92 тыс. т формалина	Формалин метанольный, карбамидоформальдегидный концентрат
Омский НПЗ	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	Омск	1955 г.	22,23 млн т нефти и конденсата	Бензин автомобильный, бензин газовый стабильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, ароматические углеводороды, СУГ, кокс, нефтяные битумы, сера, катализаторы каталитического крекинга
Московский НПЗ	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Москва	1938 г.	12,76 млн т нефти	Бензин автомобильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера
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
НПЗ (г. Нови-Сад)	NIS	Нови-Сад (Сербия)	1968 г.	Находится на консервации	Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут и битумы

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2020 г.)	Основная продукция
Завод по смешению масел и смазок (г. Бари)	Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.	Бари (Италия)	1976 г.	30 тыс. т масел и 6 тыс. т пластичных смазок	Масла промышленные, масла автомобильные, смазки
Московский завод смазочных материалов (МЗСМ)	АО «Газпромнефть МЗСМ»	Фрязино, Московская область	2007 г.	108 тыс. т масел	Моторные, трансмиссионные, промышленные масла
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпромнефть — смазочные материалы»	Омск	2009 г. (создан филиал ООО «Газпромнефть — смазочные материалы» в г. Омске)	260 тыс. т масел	Моторные и промышленные масла
Рязанский опытный завод битумных материалов (РЗБМ)	ООО «Газпромнефть — Рязанский завод битумных материалов»	Рязань	2011 г. (установка по производству ПБВ)	130 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 метростроения: битумные мастики и герметики, битумно-полимерные стыковочные ленты, битумные эмульсии, ПБВ, полимерно-битумные эмульсионные мастики, защитно-восстановительные составы, «жидкая» резина
Сальский битумный терминал	ООО «Газпромнефть — Битумный Терминал Юг»	Сальск, Ростовская область	2018 г.	Производство: 60 тыс. т ПБВ Перевалка: 120 тыс. т битумов нефтяных дорожных	ПБВ
АО «СОВХИМТЕХ», ООО «Полиэфир», ООО «БСВ-ХИМ»	Группа компаний «Росполихим»	Нижний Новгород	2001 г.	30 тыс. т продукции, в т. ч. 5 тыс. т масел	Авиационные, гидравлические, закалочные, компрессорные, вакуумные, трансмиссионные, холодильные, промышленные масла, масла для прокатных станов, смазочно-охлаждающие жидкости, пластификаторы, консервационные смазочные материалы, противообледенительная жидкость, винилин, присадки, базовые основы для смазочных материалов

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2020 г.)	Основная продукция
НПЗ	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават, Республика Башкортостан	1955 г.	10,0 млн т нефти и стабильного газового конденсата	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
Завод «Мономер»	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават, Республика Башкортостан	1991 г.	165,7 тыс. т полиэтилена, 45,9 тыс. т полистирола, 202,0 тыс. т стирола, 230,0 тыс. т этилбензола, 369,0 тыс. т этилена, 163,0 тыс. т пропилена, 152,3 тыс. т бензола, 183,8 тыс. т спиртов, 37,6 тыс. т 2-этилгексанола, 21,9 тыс. т водорода, 38,4 тыс. т пластификатора ДОФ, 16,3 тыс. т фталевого ангидрида	Этилен, пропилен, бензол, фракция пентан-изопрециклопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола пиролизная тяжелая, стирол, этилбензол, полистиролы, полиэтилен высокой плотности, полиэтилен высокого давления, спирт нормальный бутиловый технический, спирт изобутиловый технический, 2-этилгексанол, пластификатор ДОФ
Газохимический завод	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават, Республика Башкортостан	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, Республика Башкортостан	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	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию / год создания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2020 г.)	Основная продукция
Ярославнефтеоргсинтез	ПАО «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.	150,0 тыс. т	Полипропилен
Полиом	ООО «Полиом» (СП с ПАО «СИБУР Холдинг»)	Омск	2013 г.	218,4 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 инвестиционные проекты на действующих предприятиях по переработке углеводородного сырья, производству газо- и нефтехимической продукции Группы Газпром

Предприятие	Компания	Наименование проекта	Цель проекта	Проектная мощность по переработке сырья / производству продукции, иные характеристики проекта	Год ввода в эксплуатацию / эксплуатационной готовности
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Стройка «Реконструкция I и II очередей Астраханского газового комплекса (АГК) как единого промышленного объекта»	Увеличение глубины переработки сырья, повышение 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.	2023 г.
		Реконструкция Астраханского ГПЗ для получения этановой фракции	Увеличение глубины переработки сырья, производство нового вида товарной продукции — этановой фракции.	До 320 тыс. т в год этановой фракции для последующего производства полиэтилена	2027 г.
Завод по производству метанола, метанольного формалина и карбамидоформальдегидного концентрата	ООО «Газпром метанол»	Проект по увеличению мощности производства метанола (2-я очередь)	Увеличение производительности агрегата до 3 100 т в сутки.	Сырье: 1 020 млн м <sup>3</sup> газа Выработка: 1 000 тыс. т метанола	2023 г.
		Техническое перевооружение	Модернизация существующего технологического оборудования производств метанола, метанольного формалина и карбамидоформальдегидного концентрата.	Без изменения	Ежегодно
Омский НПЗ	АО «Газпром-нефть-ОНПЗ»	Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установки гидрокрекинга вакуумного газойля, установок по производству водорода и серы*	Увеличение производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива.	2,0 млн т вакуумного газойля в год	2021 г.
		Строительство комбинированной установки первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ)*	Замена устаревших установок, обеспечение раздельной переработки нефти и газового конденсата для улучшения низкотемпературных свойств авиакеросинов.	8,4 млн т в год по нефти и 1,2 млн т в год по стабильному газовому конденсату	2021 г.
		Строительство установки замедленного коксования*	Прекращение выпуска мазута и увеличение производства светлых нефтепродуктов и кокса анодного качества.	2,0 млн т гудрона в год	2021 г.
		Строительство установки гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива	Замена двух установок гидроочистки, увеличение объема производства зимнего дизельного топлива.	2,5 млн т в год	2021 г.

\* Проекты увеличения глубины переработки.

Предприятие	Компания	Наименование проекта	Цель проекта	Проектная мощность по переработке сырья / производству продукции, иные характеристики проекта	Год ввода в эксплуатацию / эксплуатационной готовности
		Реконструкция установки замедленного коксования 21-10/3М	Замена морально и физического устаревшего оборудования с увеличением межремонтного периода установки с 2 до 4 лет и возможностью производства игольчатого кокса.	767 тыс. т в год	2022 г.
		Реконструкция установки каталитического риформинга	Переработка вторичных бензинов и исключение высокосернистых низкооктановых компонентов.	Увеличение мощности с 600 тыс. т в год до 900 тыс. т в год	2021 г.
		Строительство очистных сооружений	Снижение концентрации вредных веществ в промышленных стоках, сокращение открытых площадных источников, снижение потребления свежей воды за счет возврата очищенных стоков на повторное использование.	3 450 м <sup>3</sup> в час	2022 г.
Московский НПЗ	АО «Газпром-нефть-МНПЗ»	Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и замедленного коксования по производству серы и производству водорода*	Снижение выпуска мазута, увеличение производства светлых нефтепродуктов.	2,0 млн т вакуумного газойля и 2,4 млн т гудрона в год	2023–2025 гг. (позапный ввод)
		Строительство автоматизированной установки тактового налива светлых нефтепродуктов в железнодорожный транспорт	Увеличение мощности системы отгрузки топлив, минимизация негативного воздействия на окружающую среду.	5,8 тыс. т нефтепродуктов в сутки, или 2,1 млн т нефтепродуктов в год	2023 г.
НПЗ (г. Панчево)	NIS	Реконструкция установки каталитического крекинга	Увеличение производительности установки.	Увеличение производительности с 600 до 660 тыс. т в год	2024 г.
		Строительство установки производства этил-трет-бутилового эфира	Производство биокomпонентов моторного топлива.	55 тыс. т в год	2024 г.
Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ)	ООО «Газпром-нефть — смазочные материалы»	Строительство комплекса гидроизодепарафинизации остатка гидрокрекинга	Получение базовых масел групп II и III, которое позволит отказаться от использования импортных базовых масел в производстве синтетических смазочных материалов, снизить их себестоимость и расширить ассортимент.	220 тыс. т в год	2022–2023 гг.
НПЗ	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Строительство комплекса каталитического крекинга	Углубление переработки вакуумного газойля и гидроочищенного вакуумного газойля с получением высокооктанового компонента товарных бензинов.	1,095 млн т вакуумного газойля в год	2021 г.
		Строительство производства элементарной серы (первая нитка)	Переработка дополнительных объемов сероводорода, образующегося на установках гидроочистки НПЗ после увеличения переработки высокосернистого сырья.	60 тыс. т в год	2021 г.
		Реконструкция: установки гидроочистки вакуумного газойля	Увеличение производства товарных бензинов высокого экологического класса Евро-5.	1,2 млн т в год по сырью	2021–2022 гг. (позапный ввод)
		блока предгидроочистки установки каталитического риформинга		1,0 млн т по сырью	

\* Проекты увеличения глубины переработки.

Предприятие	Компания	Наименование проекта	Цель проекта	Проектная мощность по переработке сырья / производству продукции, иные характеристики проекта	Год ввода в эксплуатацию / эксплуатационной готовности
		Реконструкция очистных сооружений	Повышение качества очистки сточных вод до соответствия требованиям, предъявляемым к воде водных объектов рыбохозяйственного назначения высшей категории, хозяйственно-бытового, рекреационного водопользования; существенное увеличение доли повторного водоснабжения; двукратное уменьшение территории очистных сооружений; снижение выбросов вредных веществ в атмосферу.	х	2021–2023 гг. (позапный ввод)

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

Наименование и цель проекта	Компания	Местоположение	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Новоуренгойский газохимический комплекс (ГХК). Цель — переработка газов деэтанализации конденсата месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Потенциальными рынками сбыта товарной продукции являются российские потребители, европейский и азиатский рынки.	ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	Новый Уренгой	1 456 тыс. т этансодержащего газа, 400 тыс. т полиэтилена низкой плотности	Будет определен по результатам диагностического обследования объекта	В сентябре 2019 г. между ПАО «Газпром» и ПАО «СИБУР Холдинг» заключено Соглашение о взаимодействии по проработке возможностей сотрудничества при реализации крупных инвестиционных проектов в области газопереработки и газохимии. В октябре 2019 г. подписана Дорожная карта по реализации указанного Соглашения. Запланировано выполнение комплекса инженерных изысканий, диагностики ранее закупленного и смонтированного оборудования, трубопроводов, технических устройств, обследования зданий и сооружений, а также разработка проекта «Завершение строительства Новоуренгойского ГХК».
Амурский ГПЗ. Цель — комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи.	ООО «Газпром переработка Благовещенск»	Свободненский район, Амурская область	Переработка 42,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа. Производство 38,0 млрд м <sup>3</sup> товарного газа, до 2,4 млн т этана, до 1,56 млн т СУГ, до 0,2 млн т ПГФ, до 60,0 млн м <sup>3</sup> гелия*	Пуск первого пускового комплекса — 2021 г., остальных пусковых комплексов — 2022–2024 гг. Выход на проектную мощность — 2025 г.	На площадке Амурского ГПЗ продолжается активная фаза строительно-монтажных работ. Ведутся работы на объектах шести технологических линий. На первой и второй технологических линиях продолжаются пусконаладочные работы, монтируется внешняя теплоизоляция основного оборудования. На третьей и четвертой линиях закончен монтаж основного технологического оборудования — установок для осушки, очистки и охлаждения сырьевого газа, колонн выделения этана, метана и азота, компрессорного оборудования. На пятой и шестой линиях установлено первое крупнотоннажное оборудование — колонны для выделения пропана и бутана, аппараты для осушки и очистки газа перед его подачей на разделение. Идет сварка металлоконструкций, укладка трубопроводов и кабельных линий. Введен в эксплуатацию узел подключения к МГ «Сила Сибири». С марта 2020 г. для строительства Амурского ГПЗ привлекается в полном объеме проектное финансирование.

\* Приведено в нормальных кубических метрах газа, которые соответствуют кубическим метрам газа, измеренным под давлением в одну атмосферу при 0 °С.

Наименование и цель проекта	Компания	Местоположение	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Установка стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона. Цель — создание на севере Тюменской области схемы подготовки и транспорта тяжелого парафинистого сырья (нефти и конденсата ачимовских залежей).	ООО «Газпром переработка»	Пуровский район, ЯНАО	По нестабильному конденсату — 4,0 млн т; по деэтанализованному конденсату — 2,4 млн т; по стабильному конденсату — 1,2 млн т; по газам деэтанализации — 0,4 млрд м <sup>3</sup>	2021 г.	Проект находится в завершающей стадии строительства.
Комплекс по переработке природного газа в этилен и пропилен с последующей переработкой олефинов в нефтехимические производные на базе ООО «Газпром нефтехим Салават». Цель — монетизация природного газа за счет производства продукции с высокой добавленной стоимостью.	ООО «Газпром нефтехим Салават»	Салават, Республика Башкортостан	Перспективные объемы доступного сырья — от 1,5 до 3,0 млрд м <sup>3</sup> природного газа*	2026 г.	Выполняется обоснование инвестиций проекта.
Производство катализаторов. Цели: — Создание нового наукоемкого бизнес-направления в ПАО «Газпром нефть» по производству и сервисному сопровождению катализаторов каталитического крекинга, гидроочистки и гидрокрекинга. — Решение вопросов импортозамещения и коммерциализации собственных инноваций. — Организация масштабного высокотехнологичного производства современных эффективных катализаторов нефтепереработки для обеспечения потребностей НПЗ Газпром нефти и других НПЗ России, стран СНГ и развивающихся стран дальнего зарубежья.	ООО «Газпромнефть — КС»	Омск	21 тыс. т катализаторов	2022 г.	Проектная документация разработана в полном объеме по всем этапам. Получено положительное заключение государственной экологической экспертизы. Проводятся полномасштабные работы по строительству объектов основного производства. Завершены строительные-монтажные работы по пилотному центру испытания катализаторов, продолжаются работы по строительству объектов общезаводского хозяйства. Осуществляется поставка основного и вспомогательного оборудования на площадку строительства.

\* Приведено в нормальных кубических метрах газа, которые соответствуют кубическим метрам газа, измеренным под давлением в одну атмосферу при 0 °С.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

Наименование проекта	Компания	Местоположение	Годовая проектная производительность	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Нефтеперекачивающая станция Уренгойская	ООО «Газпром инвест»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2021 г.	Проект находится в завершающей стадии строительства.
Нефтеконденсатопровод Уренгой — Пурпе	ООО «Газпром инвест»	Пуровский район, ЯНАО	Транспортировка 5,0 млн т углеводородов	2021 г.	Проект находится в завершающей стадии строительства.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

Наименование	Компания	Местоположение	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.

## Перспективные проекты по переработке углеводородного сырья, производству крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

Наименование и цель проекта	Компания	Местоположение	Условия участия Группы Газпром	Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Интегрированный комплекс по переработке и сжижению природного газа в Усть-Луге. Цель — комплексная переработка этансодержащего газа Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО. Целевыми рынками сбыта СПГ являются страны Атлантического региона, Ближнего Востока, Южной Азии, предполагается проведение маркетинговых исследований.	ООО «РусХимАльянс» (создано на паритетной основе ООО «Газпром инвест РГК» (дочернее общество ООО «Газпром межрегионгаз») и АО «РусГазДобыча»)	Ленинградская область, Кингисеппский район	Финансирование проекта со стороны ПАО «Газпром» в доле: 50 % — до привлечения проектного финансирования; 15 % — после привлечения проектного финансирования.	Переработка 45 млрд м <sup>3</sup> природного газа с производством сухого отбензиненного газа, СУГ, этановой и пентан-гексановой фракции, производство 13 млн т СПГ	Первая очередь — 2024 г., вторая очередь — 2025 г.	Разработаны основные технические решения по проекту, выполнены инженерные изыскания, ведется проектирование. Ведется разработка базовых проектов на установки получения СПГ. Разработана контрактная стратегия, начаты подготовительные мероприятия в области обеспечения лицензионными технологиями и подготовки закупок по проекту <sup>6</sup> . Проводятся работы по оформлению документации территориального планирования в отношении землеводства и по подготовке площадки строительства. Выполняются подготовительные работы по организации проектного финансирования.
Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2». Целевыми рынками сбыта СПГ являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).	Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (ассоциированная организация Группы Газпром)	Страны АТР	Будут определены по результатам совместного решения акционеров Sakhalin Energy Investment Company Ltd.	До 5,4 млн т СПГ	Будет определен по результатам совместного решения акционеров Sakhalin Energy Investment Company Ltd.	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. Окончательного решения о реализации проекта не принято.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

<sup>6</sup> Событие после отчетной даты: в марте 2021 г. между ООО «РусХимАльянс» и Linde Engineering подписано соглашение о намерениях, которое определяет основные условия перспективного EPSS-контракта, предполагающего инженеринговые услуги, поставку оборудования и обслуживание объектов газопереработки и общезаводского хозяйства.

## Перспективные проекты Группы Газпром по производству мало- и среднетоннажного СПГ

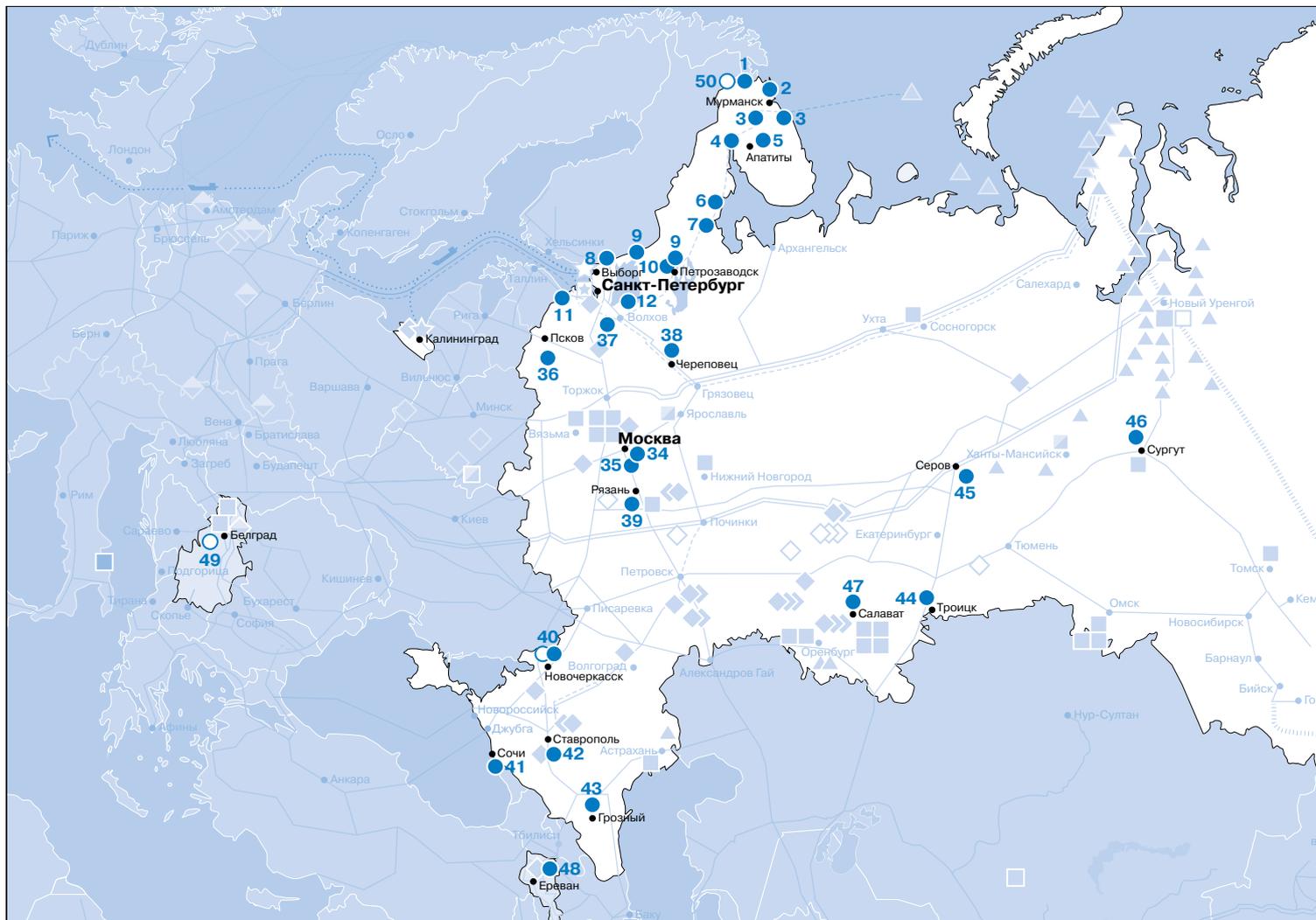
Наименование	Целевые рынки сбыта	Годовая проектная производительность	Год ввода в эксплуатацию	Статус проекта (по состоянию на 31.12.2020 г.)
Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ (КСПГ) вблизи КС Портовая	Рынки стран региона Балтийского и Северного морей, бункеровка судов СПГ в Балтийском море, при необходимости — поставки СПГ на регазификационный терминал в Калининградской области	1,5 млн т СПГ	2021 г.	Завершена приемка плавучего хранилища «Портовый», которое будет пришвартовано к технологическому причалу. Ведется монтаж систем автоматизации КСПГ и подготовка комплекса к эксплуатации: пусконаладочные работы «вхолостую», подготовка к захлаживанию системы и комплексному опробованию.
Завод по производству СПГ в районе г. Владивостока	Страны АТР, включая Китай и Японию, а также бункеровка судов СПГ, в том числе на Дальнем Востоке России	Будет определена по итогам разработки обоснования инвестиций	Будет определен по итогам разработки обоснования инвестиций	Выполнено и поступило на экспертизу ПАО «Газпром» Обоснование инвестиций в строительство завода по производству СПГ в районе г. Владивостока.

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

Наименование	Назначение	Годовая 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	3,7 млрд м <sup>3</sup> газа	2018 г.

## Основные активы и проекты Группы Газпром в электроэнергетике



● Действующие объекты электроэнергетики

○ Строящиеся и перспективные объекты электроэнергетики

**Зона теплоснабжения ПАО «МОЭК» и дочернего общества 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 Каскад Сунских ГЭС

10 Петрозаводская ТЭЦ

11 Нарвская ГЭС

12 Каскад Ладожских ГЭС

13 Северная ТЭЦ

**ПАО «ТГК-1» в г. Санкт-Петербурге**

14 Василеостровская ТЭЦ

15 Первомайская ТЭЦ

16 Автовская ТЭЦ

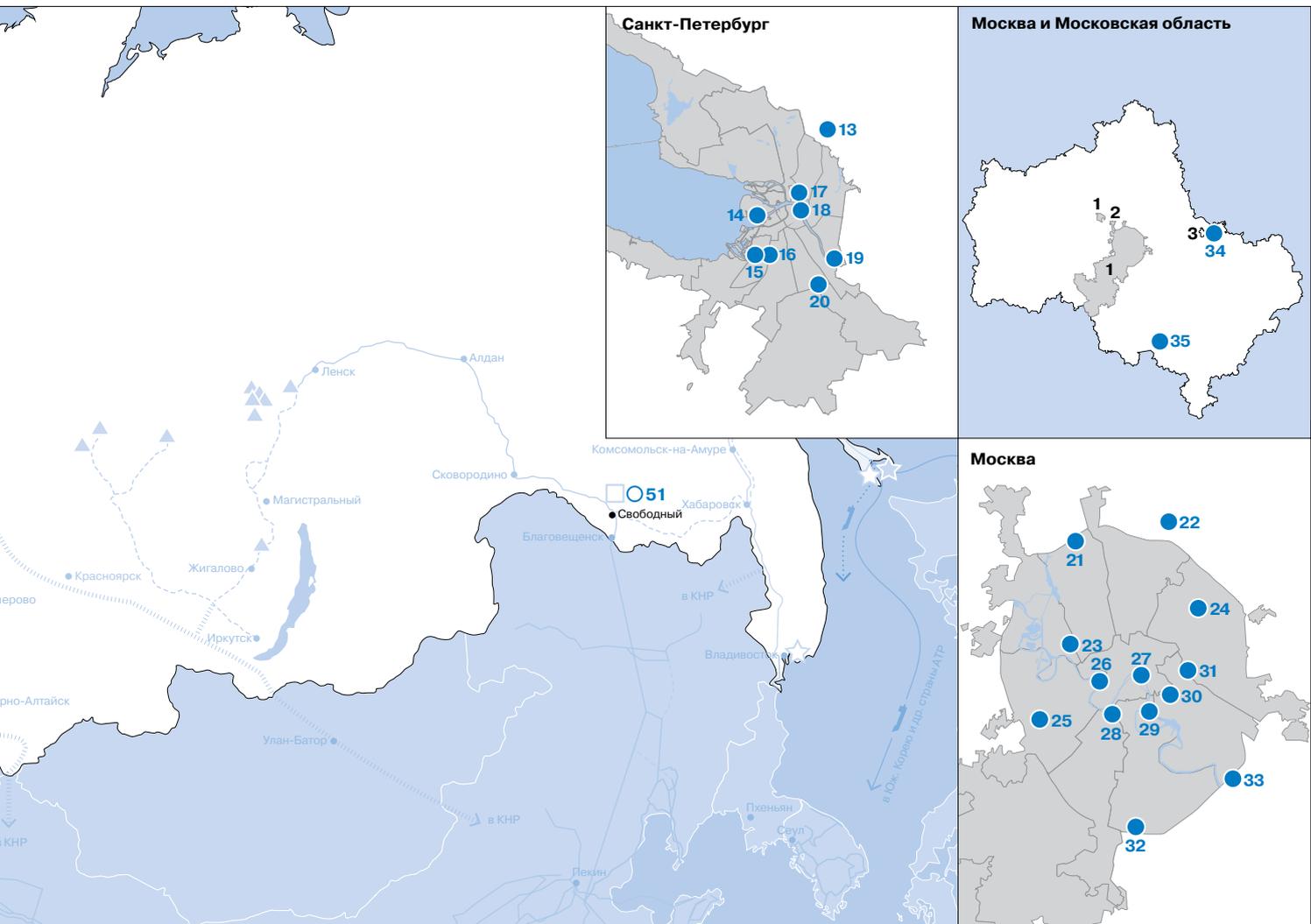
17 Выборгская ТЭЦ

18 Центральная ТЭЦ

19 Правобережная ТЭЦ

20 Южная ТЭЦ

**Примечание.** Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2020 г.



**ПАО «Мосэнерго»**

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

**ПАО «ОГК-2»**

36	Псковская ГРЭС
37	Киришская ГРЭС
38	Череповецкая ГРЭС
39	Рязанская ГРЭС
40	Новочеркасская ГРЭС, проекты строительства новых парогазовых блоков Новочеркасской ГРЭС
41	Адлерская ТЭС
42	Ставропольская ГРЭС
43	Грозненская ТЭС
44	Троицкая ГРЭС
45	Серовская ГРЭС
46	Сургутская ГРЭС-1

**47 Ново-Салаватская ТЭЦ**

48	5-й энергоблок Разданской ТЭС (Армения)
49	Проект ТЭЦ в г. Панчево (Сербия)
50	Проект малой ГЭС на р. Паз в Мурманской области
51	Проект Свободненской ТЭС

### Электрические мощности Группы Газпром, МВт

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>На территории России</b>					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	12 963	12 873	12 798	12 825	12 825
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества	–	–	–	–	–
ПАО «ОГК-2»	18 955	18 997	18 828	19 012	17 608
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	6 951	6 950	6 950	6 918	6 924
Всего	38 869	38 820	38 576	38 755	37 357
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	893	893	893	893	893
Другие	3	3	3	3	3
Всего	896	896	896	896	896
<b>Итого на территории России</b>	<b>39 765</b>	<b>39 716</b>	<b>39 472</b>	<b>39 651</b>	<b>38 253</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Газпром Армения»	467	467	467	467	467
Другие	13	13	12	12	13
<b>Итого на территории зарубежных стран</b>	<b>480</b>	<b>480</b>	<b>479</b>	<b>479</b>	<b>480</b>
<b>Итого</b>	<b>40 245</b>	<b>40 196</b>	<b>39 951</b>	<b>40 130</b>	<b>38 733</b>

### Тепловые мощности Группы Газпром, Гкал/ч

Генерирующая компания	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>На территории России</b>					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	42 894	42 761	43 136	43 211	43 777
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества	7 036	7 236	7 091	6 661	5 519
ПАО «ОГК-2»	4 169	4 162	3 934	3 959	2 827
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	14 532	13 646	13 745	13 485	13 480
Всего	68 631	67 805	67 906	67 316	65 603
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	2 352	2 352	2 352	2 429	2 429
Другие	759	801	518	489	499
Всего	3 111	3 153	2 870	2 918	2 928
<b>Итого на территории России</b>	<b>71 742</b>	<b>70 958</b>	<b>70 776</b>	<b>70 234</b>	<b>68 531</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>28</b>
<b>Итого</b>	<b>71 751</b>	<b>70 967</b>	<b>70 785</b>	<b>70 262</b>	<b>68 559</b>

Производство электроэнергии Группой Газпром, млрд кВт-ч

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>На территории России</b>					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	59,07	57,87	58,31	60,11	54,43
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества	–	–	–	–	–
ПАО «ОГК-2»	67,09	63,43	58,92	54,69	44,25
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	27,67	29,51	29,33	28,27	27,91
Всего	153,83	150,81	146,56	143,07	126,59
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	2,90	4,65	4,94	4,92	4,38
Другие	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Всего	2,90	4,65	4,94	4,93	4,39
<b>Итого на территории России</b>	<b>156,73</b>	<b>155,46</b>	<b>151,50</b>	<b>148,00</b>	<b>130,98</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>					
ЗАО «Газпром Армения»	0,69	0,99	1,62	0,94	1,08
Другие	0,09	0,10	0,07	0,08	0,07
<b>Итого на территории зарубежных стран</b>	<b>0,78</b>	<b>1,09</b>	<b>1,69</b>	<b>1,02</b>	<b>1,15</b>
<b>Итого</b>	<b>157,51</b>	<b>156,55</b>	<b>153,19</b>	<b>149,02</b>	<b>132,13</b>

Производство тепла Группой Газпром, млн Гкал

Генерирующая компания	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>На территории России</b>					
Газпром энергохолдинг					
ПАО «Мосэнерго»	81,83	79,45	82,29	75,37	74,25
ПАО «МОЭК» и его дочерние общества	10,19	9,85	10,17	9,07	8,00
ПАО «ОГК-2»	6,90	6,76	7,01	6,65	5,84
ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества	24,44	24,71	24,89	24,17	23,05
Всего	123,36	120,77	124,36	115,26	111,14
Прочие активы					
Газпром нефтехим Салават	5,44	5,78	6,07	6,31	6,44
Другие	0,69	0,79	0,82	0,81	0,89
Всего	6,13	6,57	6,89	7,12	7,33
<b>Итого на территории России</b>	<b>129,49</b>	<b>127,34</b>	<b>131,25</b>	<b>122,38</b>	<b>118,47</b>
<b>На территории зарубежных стран</b>	<b>0,00</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Итого</b>	<b>129,49</b>	<b>127,34</b>	<b>131,25</b>	<b>122,38</b>	<b>118,47</b>

## Инвестиционные проекты в электроэнергетике

### Основные проекты по созданию новых мощностей

Объект	Компания	Назначение	Проектные характеристики		
			Количество и тип блоков	Установленная электрическая мощность	Год ввода в эксплуатацию
Свободненская ТЭС	ООО «Свободненская ТЭС»	Обеспечение энергоснабжения Амурского ГПЗ	2 ПСУ	160,0 МВт	2021 г. <sup>7</sup>
ТЭЦ в г. Панчево (Сербия)	Газпром энергохолдинг Сербия ТЕ-ТО Панчево о.о.о.	Обеспечение тепловой энергией НПЗ в г. Панчево, а также продажи электроэнергии на открытом рынке электроэнергии	ПГУ (2 ГТУ и ПСУ)	200,0 МВт	2021 г.
Малая ГЭС на р. Паз в Мурманской области*	ПАО «ТГК-1»	Увеличение выработки электроэнергии	ГА	16,5 МВт	2024 г.
Парогазовый дубль-блок Новочеркасской ГРЭС**	ПАО «ОГК-2»	Замещение угольных блоков новыми парогазовыми установками в целях повышения энергоэффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду	ПГУ (2 ГТУ и ПСУ)	324,0 МВт	2027 г.
Парогазовый моноблок Новочеркасской ГРЭС**			ПГУ (ГТУ и ПСУ)	165,0 МВт	2027 г.

\* Проект, отобранный по итогу конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), по которым планируется к осуществлению торговля мощностью по договору купли-продажи (поставки) мощности квалифицированных объектов ВИЭ (ДПМ ВИЭ).

\*\* Проекты, отобранные в рамках процедуры отбора проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования (инновационные проекты ПГУ).

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

<sup>7</sup> Событие после отчетной даты: в апреле 2021 г. Свободненская ТЭС введена в эксплуатацию.

Основные проекты по реконструкции и модернизации

Компания	Электростанция	Объект	Год начала поставки мощности / ввода в эксплуатацию	Мощность после реализации проекта, МВт
ПАО «ТГК-1»	Верхне-Тулomsкая ГЭС-12	Гидроагрегаты № 1–4	2020–2023 гг.	300,0
		Турбоагрегат ТГ-7*	2022 г.	116,4
	Автовская ТЭЦ	Турбоагрегат ТГ-6*	2024 г.	120,0
		Центральная ТЭЦ	Водогрейная котельная Электростанции № 2	2023 г.
	Северная ТЭЦ	Котельное оборудование энергоблока № 4 (ТГ-4)*	2025 г.	100,0
		Оборудование энергоблока № 2 (ТГ-2)*	2027 г.	100,0
Василеостровская ТЭЦ	Турбоагрегат ТГ-4*	2027 г.	25,0	
ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	Паровая турбина ТГ-2 ПТ-60*	2022 г.	65,0
		Паровая турбина ТГ-1*	2024 г.	60,0
		Оборудование ТЭЦ-части с заменой паровой турбины ТГ-4 ПТ-60*	2025 г.	65,0
	Сургутская ГРЭС-1	Энергоблок № 13*	2025 г.	190,0
		Энергоблок № 16*	2025 г.	215,0
		Энергоблок № 2*	2027 г.	215,0
		Энергоблок № 12*	2027 г.	190,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22	Оборудование энергоблока № 9	2021 г.
Оборудование энергоблока № 10 (ТГ-10)*			2024 г.	250,0
ТЭЦ-23		Турбоагрегат ТГ-4*	2024 г.	110,0
		Оборудование энергоблока № 7 (ТГ-7)*	2027 г.	259,0
ТЭЦ-21		Турбоагрегат ТГ-3*	2027 г.	110,0
		Турбоагрегат ПТ-80 ст. № 7 (ТГ-7)*	2025 г.	80,0
ТЭЦ-25		Турбоагрегат ТГ-6*	2027 г.	110,0
		Оборудование энергоблока № 4 (ТГ-4)*	2025 г.	257,0
Оборудование энергоблока № 3 (ТГ-3)*		2027 г.	259,0	
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»		Ново-Салаватская ТЭЦ	Турбоагрегат ТГ-5*	2022 г.
	Турбоагрегат ТГ-1*		2023 г.	50,0
	Турбоагрегат ТГ-7*		2024 г.	135,0

\* Проекты, отобранные в рамках процедуры конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, по которым планируется к осуществлению торговля мощностью по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов.

\*\* Данный показатель является результатом пересчета в мегаватты (МВт) тепловой мощности объекта, равной 730,0 Гкал/ч.

Примечание. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

## Реализация газа

### Выручка от продажи газа

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>млн руб.</b>					
Россия	819 924	875 685	954 493	970 913	940 155
Дальнее зарубежье	2 140 027	2 221 217	2 951 215	2 490 372	1 811 636
Страны БСС	309 644	292 777	348 625	356 102	295 254
Ретроактивные корректировки цены на газ	33 175	-49 092	49 338	-16 657	2 294
<b>Всего</b>	<b>3 302 770</b>	<b>3 340 587</b>	<b>4 303 671</b>	<b>3 800 730</b>	<b>3 049 339</b>
<b>млн долл.*</b>					
Россия	12 269	15 018	15 175	15 020	12 980
Дальнее зарубежье	32 022	38 093	46 919	38 527	25 012
Страны БСС	4 633	5 021	5 543	5 509	4 076
Ретроактивные корректировки цены на газ	496	-842	784	-258	32
<b>Всего</b>	<b>49 420</b>	<b>57 290</b>	<b>68 421</b>	<b>58 798</b>	<b>42 100</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	11 082	13 264	12 879	13 420	11 342
Дальнее зарубежье	28 923	33 645	39 822	34 421	21 855
Страны БСС	4 185	4 435	4 704	4 922	3 562
Ретроактивные корректировки цены на газ	448	-744	666	-230	28
<b>Всего</b>	<b>44 638</b>	<b>50 600</b>	<b>58 071</b>	<b>52 533</b>	<b>36 787</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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Россия</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	3 815,5	3 808,3	3 981,3	4 118,2	4 176,9
долл.* / 1 000 м <sup>3</sup>	57,1	65,3	63,3	63,7	57,7
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	51,6	57,7	53,7	56,9	50,4
<b>Дальнее зарубежье</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	11 763,3	11 670,5	15 499,5	13 613,0	10 355,9
долл. / 1 000 м <sup>3</sup>	176,0	200,2	246,4	210,6	143,0
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	159,0	176,8	209,1	188,2	124,9
<b>Страны БСС</b>					
руб. / 1 000 м <sup>3</sup>	10 263,1	9 237,0	10 225,9	10 175,9	9 899,8
долл. / 1 000 м <sup>3</sup>	153,6	158,4	162,6	157,4	136,7
евро* / 1 000 м <sup>3</sup>	138,7	139,9	138,0	140,6	119,4

\* 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Объем продаж газа в России	214,9	229,9	239,7	235,8	225,1
Объем продаж газа в дальнее зарубежье	228,3	242,0	243,3	232,4	219,0
Объем продаж газа в страны БСС	33,2	35,0	38,1	38,7	31,2
<b>Всего</b>	<b>476,4</b>	<b>506,9</b>	<b>521,1</b>	<b>506,9</b>	<b>475,3</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Объем продаж газа в дальнее зарубежье</b>					
<b>Европейские страны дальнего зарубежья</b>					
Австрия	7,5	9,8	9,0	9,1	10,6
Бельгия	2,5	2,7	2,8	1,3	1,3
Болгария	3,2	3,3	3,2	2,4	2,3
Босния и Герцеговина	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Великобритания	25,7	29,1	34,2	59,0	8,9
Венгрия	5,7	7,0	7,3	10,5	8,6
Германия	57,9	67,1	65,7	44,9	41,6
Греция	2,7	2,9	3,3	2,5	3,1
Дания	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8
Ирландия	0,1	0,1	0,3	0,1	–
Испания	–	0,2	0,1	0,5	0,8
Италия	24,7	23,7	22,6	22,0	20,9
Нидерланды	27,5	17,4	21,4	16,3	48,1
Польша	11,1	10,5	9,9	9,7	9,7
Румыния	1,7	1,4	1,5	1,1	1,0
Северная Македония	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3
Сербия	1,9	2,2	2,2	2,2	1,4
Словакия	3,7	4,5	5,0	6,5	7,6
Словения	0,5	0,6	0,5	0,3	0,4
Турция	24,8	29,0	24,0	15,4	16,4
Финляндия	2,5	2,4	2,6	2,5	1,6
Франция	12,5	13,3	13,3	13,0	14,0
Хорватия	0,8	2,8	2,8	2,8	1,8
Чехия	3,1	3,8	2,6	2,2	4,0
Швейцария	0,3	0,4	0,6	0,3	0,4
<b>Китай</b>	0,1	0,8	0,8	1,5	5,0
в т. ч. по МГ «Сила Сибири»	х	х	х	0,3	4,1
<b>Другие страны дальнего зарубежья</b>	5,7	4,7	5,5	4,2	7,2
<b>Всего</b>	<b>228,3</b>	<b>242,0</b>	<b>243,3</b>	<b>232,4</b>	<b>219,0</b>
<b>Объем продаж газа в страны БСС</b>					
Азербайджан	–	0,4	1,0	–	–
Армения	1,8	1,8	1,8	2,0	2,1
Беларусь	18,3	18,8	20,0	19,9	18,4
Грузия	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2
Казахстан	4,7	4,8	6,2	7,7	3,4
Кыргызстан	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Латвия	1,3	1,8	1,3	1,7	1,6
Литва	0,9	1,4	1,4	0,9	0,9
Молдова	3,0	2,7	3,0	2,9	3,1
Узбекистан	–	–	–	–	0,9
Украина	2,4	2,4	2,7	2,8	–
Эстония	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3
Южная Осетия	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Всего</b>	<b>33,2</b>	<b>35,0</b>	<b>38,1</b>	<b>38,7</b>	<b>31,2</b>

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>трлн БТЕ</b>					
Аргентина	19,7	–	–	–	–
Бельгия	–	–	–	–	3,8
Великобритания	–	–	–	21,4	32,8
Греция	–	–	–	–	3,2
Египет	3,4	–	–	–	–
Индия	22,7	9,9	36,1	39,9	94,7
Испания	–	6,5	2,9	10,9	25,5
Китай	3,4	29,4	29,2	41,4	26,5
Кувейт	3,3	16,9	20,1	–	3,1
Нидерланды	–	–	–	–	50,7
Мексика	6,5	–	–	–	–
ОАЭ	6,5	3,1	–	–	–
Республика Корея	3,3	13,2	26,4	20,2	30,2
Сингапур	–	–	–	–	3,3
Таиланд	–	3,3	–	–	3,1
Тайвань (Китай)	26,0	19,8	19,3	3,3	14,0
Франция	–	–	–	–	24,8
Япония	78,5	56,9	29,7	19,6	16,7
Поставки на условиях FOB	3,0	–	21,4	23,5	50,8
<b>Всего*</b>	<b>176,5</b>	<b>159,2</b>	<b>185,0</b>	<b>180,1</b>	<b>383,3</b>
В т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2»	59,4	72,9	70,1	60,1	69,9
<b>Всего, млн т</b>	<b>3,71</b>	<b>3,34</b>	<b>3,88</b>	<b>3,78</b>	<b>7,44</b>
<b>Всего, млрд м³</b>	<b>4,94</b>	<b>4,46</b>	<b>5,18</b>	<b>5,04</b>	<b>10,92</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.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Австрия	872,2	869,7	733,3	771,8	745,1
Бельгия	1 530,7	1 881,3	1 736,4	1 168,5	1 013,3
Великобритания	3 825,6	4 610,7	4 917,2	4 935,3	4 605,7
Венгрия	197,4	296,2	330,1	349,3	7,0
Германия	13 163,4	14 892,5	14 012,4	9 992,6	10 440,0
Ирландия	59,8	96,2	316,4	109,2	–
Северная Македония	139,5	–	–	–	–
Нидерланды	3 220,8	2 075,0	2 991,5	2 578,3	2 227,9
Румыния	169,7	221,5	70,8	41,8	4,8
Словакия	6,5	173,8	242,0	246,8	72,6
Франция	947,9	1 014,3	1 083,0	1 621,9	1 259,1
Чехия	809,1	1 755,3	1 961,5	1 123,3	976,8
<b>Всего</b>	<b>24 942,6</b>	<b>27 886,5</b>	<b>28 394,6</b>	<b>22 938,8</b>	<b>21 352,3</b>

**Примечание.** Учтены объемы реализации газа Gazprom Germania GmbH и его дочерними организациями промышленным предприятиям, компаниям коммунально-бытового сектора, электростанциям.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Внутреннее потребление газа в России	456,7	468,0	493,2	481,0	460,5
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома*	348,8	351,3	361,7	353,9	338,8
в т. ч. Группой Газпром по ГТС (с учетом покупки у компаний, не входящих в Группу Газпром)	226,9	231,3	244,1	240,0	225,9
Поставка потребителям России по ГТС Газпрома от добычи Группы Газпром*	210,2	216,3	224,9	221,2	208,4

\* Без учета технологических нужд ГТС.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Все категории	3 938,2	3 988,5	4 117,2	4 224,8	4 286,2
Промышленные потребители	4 158,1	4 202,3	4 316,4	4 423,7	4 499,2
Население	3 422,8	3 512,9	3 640,0	3 734,4	3 813,1

**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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км	760,1	773,4	786,7	802,8	817,1
Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м <sup>3</sup>	208,0	239,0	239,7	232,6	223,2
Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ), в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, млн ед.	27,0	28,5	27,7	28,0	28,3
промышленные объекты, тыс. ед.	32,9	31,6	32,4	32,8	33,0
сельскохозяйственные объекты, тыс. ед.	7,2	7,6	8,1	9,1	9,8
коммунально-бытовые объекты, тыс. ед.	312,3	326,1	332,6	344,0	353,6
Протяженность завершаемых строительством межпоселковых газопроводов в рамках реализации программ газификации и газоснабжения регионов Российской Федерации, тыс. км	1,4	1,8	2,0	1,9	2,2
Уровень газификации природным газом*, в т. ч.:	67,2 %	68,1 %	68,6 %	70,1 %	71,4 %
города и поселки городского типа	70,9 %	71,4 %	71,9 %	73,0 %	73,7 %
сельская местность	57,1 %	58,7 %	59,4 %	61,8 %	64,8 %

\* Расчет показателей за 2016–2019 гг. выполнен от объема жилого фонда, фиксированного по состоянию на 2005 г. Начиная с показателей за 2020 г. уровень газификации природным газом определяется в соответствии с Методикой расчета показателей газификации, утвержденной приказом Минэнерго России от 2 апреля 2019 г. № 308.

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

	За год и по состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Армения</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	14 701	15 063	18 245	18 808	18 815
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	1 888,1	1 985,2	2 187,0	2 233,1	2 297,2
Обслуживаемые потребители, в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	678	689	702	714	725
промышленные объекты, ед.	1 873	1 933	1 991	2 070	2 146
сельскохозяйственные объекты, ед.	508	566	654	800	903
коммунально-бытовые объекты, ед.	12 254	13 044	13 522	14 320	15 900
<b>Кыргызстан</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	2 896	3 093	3 632	3 717	3 882
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	262,7	282,5	312,4	314,4	324,8
Обслуживаемые потребители, в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	296	303	317	343	355
промышленные объекты, ед.	200	203	203	203	192
коммунально-бытовые объекты, ед.	2 890	2 992	3 189	3 400	3 383
<b>Румыния*</b>					
Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км	284	296	313	x	x
Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м <sup>3</sup>	63,0	71,5	73,0	x	x
Обслуживаемые потребители, в т. ч.:					
квартиры и частные домовладения, тыс. ед.	37	41	44	x	x
промышленные предприятия, ед.	1 457	1 590	1 685	x	x

\* В 2019 г. прекращено участие Группы Газпром в дочерней организации, осуществляющей деятельность в области газораспределения на территории Румынии.

## 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>млн руб.</b>					
Россия	81 302	71 434	64 645	62 173	47 647
Дальнее зарубежье	307 128	438 754	631 560	648 752	420 989
Страны БСС	23 528	29 770	38 748	41 865	18 713
<b>Всего</b>	<b>411 958</b>	<b>539 958</b>	<b>734 953</b>	<b>752 790</b>	<b>487 349</b>
<b>млн долл. *</b>					
Россия	1 217	1 225	1 028	962	658
Дальнее зарубежье	4 596	7 525	10 041	10 036	5 812
Страны БСС	352	511	616	648	258
<b>Всего</b>	<b>6 165</b>	<b>9 261</b>	<b>11 685</b>	<b>11 646</b>	<b>6 728</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	1 099	1 082	872	859	575
Дальнее зарубежье	4 151	6 646	8 522	8 967	5 079
Страны БСС	318	451	523	579	226
<b>Всего</b>	<b>5 568</b>	<b>8 179</b>	<b>9 917</b>	<b>10 405</b>	<b>5 880</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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Россия	5,92	4,26	2,66	2,62	2,89
Дальнее зарубежье	17,06	21,61	21,15	22,78	20,11
Страны БСС	1,69	1,71	1,74	1,71	1,12
<b>Всего</b>	<b>24,67</b>	<b>27,59</b>	<b>25,55</b>	<b>27,11</b>	<b>24,12</b>

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

**Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки**

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>млн руб.</b>					
Россия	980 352	1 115 125	1 394 137	1 355 139	1 221 857
Дальнее зарубежье	428 327	454 330	640 977	629 731	469 373
Страны БСС	88 883	117 635	144 658	126 311	107 166
<b>Всего</b>	<b>1 497 562</b>	<b>1 687 090</b>	<b>2 179 772</b>	<b>2 111 181</b>	<b>1 798 396</b>
<b>млн долл. *</b>					
Россия	14 669	19 124	22 164	20 964	16 869
Дальнее зарубежье	6 409	7 792	10 190	9 742	6 480
Страны БСС	1 330	2 017	2 300	1 954	1 480
<b>Всего</b>	<b>22 408</b>	<b>28 933</b>	<b>34 654</b>	<b>32 660</b>	<b>24 829</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	13 250	16 891	18 812	18 730	14 740
Дальнее зарубежье	5 789	6 882	8 649	8 704	5 662
Страны БСС	1 201	1 782	1 952	1 746	1 293
<b>Всего</b>	<b>20 240</b>	<b>25 555</b>	<b>29 413</b>	<b>29 180</b>	<b>21 695</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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Россия	41,11	40,83	43,18	43,12	40,04
Дальнее зарубежье	22,60	20,85	21,31	23,51	23,19
Страны БСС	4,24	4,28	4,37	3,55	3,40
<b>Всего</b>	<b>67,95</b>	<b>65,96</b>	<b>68,86</b>	<b>70,18</b>	<b>66,63</b>

**Примечание.** Без учета внутригрупповых продаж.

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Автомобильный бензин	14,92	13,39	13,64	13,53	13,26
Дизельное топливо	15,85	15,89	17,20	17,36	17,84
Авиационное топливо	3,51	3,60	3,94	3,98	3,09
Мазут топочный	7,62	5,78	6,46	7,00	5,49
Масла	0,44	0,41	0,48	0,48	0,44
СУГ	4,49	3,70	4,10	4,25	3,62
Сера	5,46	5,31	5,24	6,46	6,06
Минеральные удобрения	0,95	0,89	0,86	0,81	0,79
Полимеры	0,14	0,11	0,11	0,10	0,16
Прочие продукты переработки, газо- и нефтехимии	14,57	16,88	16,83	16,21	15,88
<b>Всего</b>	<b>67,95</b>	<b>65,96</b>	<b>68,86</b>	<b>70,18</b>	<b>66,63</b>

Примечание. Без учета реализации гелия и внутригрупповых продаж.

## Реализация гелия Группой Газпром

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Гелий газообразный, млн м <sup>3</sup>	3,18	3,32	3,42	3,63	3,61
Гелий жидкий, т	299,32	289,56	260,08	214,56	142,11

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				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>млн руб.</b>					
Россия	461 908	487 283	501 362	495 581	467 689
Дальнее зарубежье	17 350	13 599	15 643	19 447	27 581
Страны БСС	2 458	2 937	5 090	3 345	4 199
<b>Всего</b>	<b>481 716</b>	<b>503 819</b>	<b>522 095</b>	<b>518 373</b>	<b>499 469</b>
<b>млн долл. *</b>					
Россия	6 912	8 357	7 971	7 667	6 457
Дальнее зарубежье	260	233	249	301	381
Страны БСС	37	50	81	52	58
<b>Всего</b>	<b>7 209</b>	<b>8 640</b>	<b>8 301</b>	<b>8 020</b>	<b>6 896</b>
<b>млн евро*</b>					
Россия	6 243	7 381	6 765	6 850	5 642
Дальнее зарубежье	234	206	211	269	333
Страны БСС	33	44	69	46	51
<b>Всего</b>	<b>6 510</b>	<b>7 631</b>	<b>7 045</b>	<b>7 165</b>	<b>6 026</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				
	2016	2017	2018	2019	2020
млн руб.	198 971	235 061	225 673	215 335	223 824
млн долл. *	2 977	4 031	3 588	3 331	3 090
млн евро*	2 689	3 560	3 045	2 976	2 700

\* 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Всего	129,0	137,9	136,4	132,1	129,0
в т. ч. российский газ	121,3	130,4	128,3	124,3	121,3

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т	2 868,5	2 795,9	2 894,0	2 862,7	2 445,7
в т. ч.: оксид углерода	550,5	529,9	594,1	596,4	550,7
оксиды азота	288,5	313,6	328,6	307,7	284,2
диоксид серы	346,1	262,7	276,2	221,5	172,0
углеводороды**	1 462,3	1 495,7	1 497,8	1 542,6	1 266,4
Выбросы парниковых газов (область охвата 1), млн т CO <sub>2</sub> -эquiv.	228,2	233,8	240,0	236,5	210,3
Сбросы сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м <sup>3</sup>	3 855,5	3 905,3	3 658,4	3 241,8	2 610,8
в т. ч. нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях	3 691,2	3 781,7	3 579,5	3 152,7	2 533,7
Образование отходов, тыс. т	4 289,8	4 130,3	3 555,1	3 337,1	3 229,8
Площадь нарушенных земель в течение года, тыс. га	27,0	42,2	25,8	22,9	23,8
Площадь рекультивированных земель, тыс. га	42,5	19,6	15,8	17,7	15,8

\* С учетом показателей ассоциированной организации Sakhalin Energy Investment Company Ltd. и совместного предприятия ООО «Газпром газомоторное топливо».

\*\* Выбросы диоксида углерода (углекислого газа) и метана, относящихся к газам, которые, предположительно, вызывают парниковый эффект (далее — парниковые газы).

## Выбросы парниковых газов (область охвата 1)\* по Группе Газпром в Российской Федерации, млн т CO<sub>2</sub>-эquiv.

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Компании газового бизнеса Группы Газпром					
ПАО «Газпром» и его дочерние общества**	101,2	113,2	120,1	117,1	101,0
Sakhalin Energy Investment Company Ltd.***	3,4	3,2	3,2	3,1	3,4
Другие компании газового бизнеса Группы Газпром	3,1	2,2	2,1	5,2	1,9
<b>Всего по компаниям газового бизнеса Группы Газпром</b>	<b>107,7</b>	<b>118,6</b>	<b>125,4</b>	<b>125,4</b>	<b>106,3</b>
Газпром энергохолдинг	99,7	96,2	94,1	89,0	81,3
Газпром нефть	16,2	13,3	14,3	16,0	16,7
Газпром нефтехим Салават	4,6	5,7	6,2	6,0	6,0
<b>Всего</b>	<b>228,2</b>	<b>233,8</b>	<b>240,0</b>	<b>236,5</b>	<b>210,3</b>

\* Прямые выбросы парниковых газов (область охвата 1) — выбросы, образующиеся в результате хозяйственной деятельности отчитывающейся организации.

\*\* Дочерние общества со 100 % участием ПАО «Газпром», занятые в деятельности по геологоразведке, добыче, транспортировке, подземному хранению газа, переработке углеводородов на территории России, обеспечению работы ЕСГ России. Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений». Также учтены показатели совместного предприятия ООО «Газпром газомоторное топливо».

\*\*\* Ассоциированная организация.

## Удельные выбросы парниковых газов (область охвата 1) в организациях Группы Газпром в Российской Федерации, кг CO<sub>2</sub>-эquiv. / т н. э. реализованных продуктов

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Компании газового бизнеса Группы Газпром*	237	252	259	259	239
Газпром энергохолдинг	3 965	3 982	3 757	3 736	3 490
Газпром нефть	161	164	203	218	218

\* Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений».

**Удельные выбросы парниковых газов (область охвата 1) в организациях Группы Газпром в Российской Федерации, кг CO<sub>2</sub>-экв. / барр. н. э. реализованных продуктов**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Компании газового бизнеса Группы Газпром*	35	37	38	38	35
Газпром энергохолдинг	579	582	549	546	510
Газпром нефть	24	24	30	32	32

\* Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений».

**Выбросы парниковых газов (область охвата 1) по Группе Газпром в Российской Федерации в детализации по видам парниковых газов, млн т CO<sub>2</sub>-экв.**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Группа Газпром</b>					
CO <sub>2</sub> (углекислый газ)	186,8	200,3	207,1	203,3	184,0
CH <sub>4</sub> (метан)*	41,4	33,5	32,9	33,2	26,3
<b>Всего</b>	<b>228,2</b>	<b>233,8</b>	<b>240,0</b>	<b>236,5</b>	<b>210,3</b>
<b>В т. ч. компании газового бизнеса Группы Газпром**</b>					
CO <sub>2</sub> (углекислый газ)	70,1	85,1	92,5	92,1	80,4
CH <sub>4</sub> (метан)*	37,6	33,5	32,9	33,2	25,9
<b>Всего</b>	<b>107,7</b>	<b>118,6</b>	<b>125,4</b>	<b>125,3</b>	<b>106,3</b>

\* Для оценки выбросов ископаемого метана (CH<sub>4</sub>) в CO<sub>2</sub>-эквиваленте применяется переводной коэффициент 25.

\*\* Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений».

**Выбросы парниковых газов (область охвата 2)\* в Российской Федерации в организациях Группы Газпром, млн т CO<sub>2</sub>-экв.**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «Газпром» и его дочерние общества**	7,4	8,0	8,2	6,1	4,8
Газпром энергохолдинг	–	–	–	–	–
Газпром нефть	8,4	6,6	4,5	5,2	4,4
Газпром нефтехим Салават	x	x	2,6	2,5	2,6

\* Косвенные энергетические выбросы парниковых газов (область охвата 2) — выбросы, образующиеся в результате потребления отчитывающейся организацией электрической и тепловой энергии, полученной от внешних генерирующих объектов.

\*\* Дочерние общества со 100 % участием ПАО «Газпром», занятые в деятельности по геологоразведке, добыче, транспортировке, подземному хранению газа, переработке углеводородов на территории России, обеспечению работы ЕСГ России. Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений». Также учтены показатели совместного предприятия ООО «Газпром газомоторное топливо».

**Выбросы парниковых газов (область охвата 3)\* для реализованных продуктов Группы Газпром в детализации по видам реализованных продуктов, млн т CO<sub>2</sub>-экв.**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ	874,1	930,1	956,2	930,1	872,1
Нефть и газовый конденсат	75,9	84,9	78,6	83,8	74,2
Другие энергоресурсы	141,2	129,1	138,2	140,6	132,2
<b>Всего</b>	<b>1 091,2</b>	<b>1 144,1</b>	<b>1 173,0</b>	<b>1 154,5</b>	<b>1 078,5</b>

\* Косвенные выбросы парниковых газов (область охвата 3) — выбросы, образующиеся в результате использования продукции, поставляемой отчитывающейся организацией в качестве топлива или сырья.

**Удельные выбросы парниковых газов (область охвата 3) для реализованных продуктов Группы Газпром**

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
кг CO <sub>2</sub> -экв. / барр. н.э. реализованных продуктов	302,0	300,9	300,6	301,6	301,4

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Текущие эксплуатационные затраты	17 189,7	18 219,8	22 638,0	14 964,6	13 979,4
Затраты на оплату услуг природоохранного назначения	14 725,6	14 495,6	14 584,1	15 601,9	18 980,3
Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	2 187,9	1 752,6	1 932,2	1 613,7	1 481,0
Плата за негативное воздействие на окружающую среду	824,8	768,0	615,8	617,7	693,1
Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	22 541,9	35 584,5	29 188,6	20 421,3	13 987,2
<b>Всего</b>	<b>57 469,9</b>	<b>70 820,5</b>	<b>68 958,7</b>	<b>53 219,2</b>	<b>49 121,0</b>

\* С учетом расходов ассоциированной организации Sakhalin Energy Investment Company Ltd. и совместного предприятия ООО «Газпром газомоторное топливо».

**Энергосбережение в ПАО «Газпром» и его дочерних обществах, включенных в программы энергосбережения ПАО «Газпром»\***

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Природный газ</b>					
млн м <sup>3</sup>	2 285,0	3 013,5	2 951,9	3 286,9	3 273,8
тыс. т у. т.**	2 641,1	3 480,6	3 409,5	3 796,4	3 781,2
<b>Электроэнергия</b>					
млн кВт·ч	256,0	331,4	364,3	330,5	305,9
тыс. т у. т.**	84,5	107,7	118,4	107,4	99,4
<b>Тепловая энергия</b>					
тыс. Гкал	254,2	268,4	235,9	252,7	251,9
тыс. т у. т.**	36,4	38,4	33,7	36,1	36,0
<b>Всего, тыс. т у. т.</b>	<b>2 762,0</b>	<b>3 626,7</b>	<b>3 561,6</b>	<b>3 939,9</b>	<b>3 916,6</b>

\* Перечень приведен в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений».

\*\* 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.; 1 тыс. кВт·ч = 0,325 т у. т.; 1 тыс. Гкал = 0,143 т у. т.

# Производственная безопасность

## Показатели производственной безопасности организаций Группы Газпром, входящих в сферу действия ЕСУПБ\*

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах	31	26	16	10	14
Количество пожаров на объектах	4	4	3	2	6
Количество пострадавших в результате несчастных случаев	77	61	89	47	39
Количество погибших в результате несчастных случаев	4	6	3	7	5
Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)*	0,16	0,11	0,17	0,09	0,08
Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)*	0,79	1,17	0,57	1,35	0,97

\* Понятия определены в разделе «Глоссарий основных понятий и сокращений».

## Показатели производственной безопасности организаций Группы Газпром, не входящих в сферу действия ЕСУПБ

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Газпром нефтехим Салават</b>					
Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах	3	1	9	2	1
Количество пострадавших в результате несчастных случаев	1	2	–	2	–
Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)	0,07	0,14	–	0,13	–
Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)	–	6,97	–	–	–
<b>Газпром нефть</b>					
Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах	2 387	2 183	1 069	920	600
Количество пострадавших в результате несчастных случаев*	69	74	85	68	75
Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)*	0,56	0,60	0,64	0,50	0,54
Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)*	3,09	3,08	0,74	1,46	–
<b>Газпром энергохолдинг</b>					
Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах	177	129	99	71	56
Количество пострадавших в результате несчастных случаев	19	16	18	8	5
Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)	0,30	0,25	0,28	0,12	0,08
Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)	1,56	1,57	–	–	–

\* Показатели за 2016–2019 гг. скорректированы с учетом зарубежных активов Газпром нефти в Сербии, Ираке, Италии, странах Восточной Европы и Центральной Азии.

## 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Общее количество патентов на объекты патентных прав, принадлежащих ПАО «Газпром» и его дочерним обществам, ед.	2 269	2 365	2 555	2 674	2 786
в т. ч. использовано в производственной деятельности	406	427	441	459	516
Экономический эффект от использования объектов патентных прав в производстве, млрд руб.	7,1	8,0	10,3	14,5	5,2

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

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
Объем НИОКР в денежном выражении, выполненных по заказу Группы Газпром (без НДС)	6,3	8,2	9,0	12,1	21,4

## Структура персонала Группы Газпром

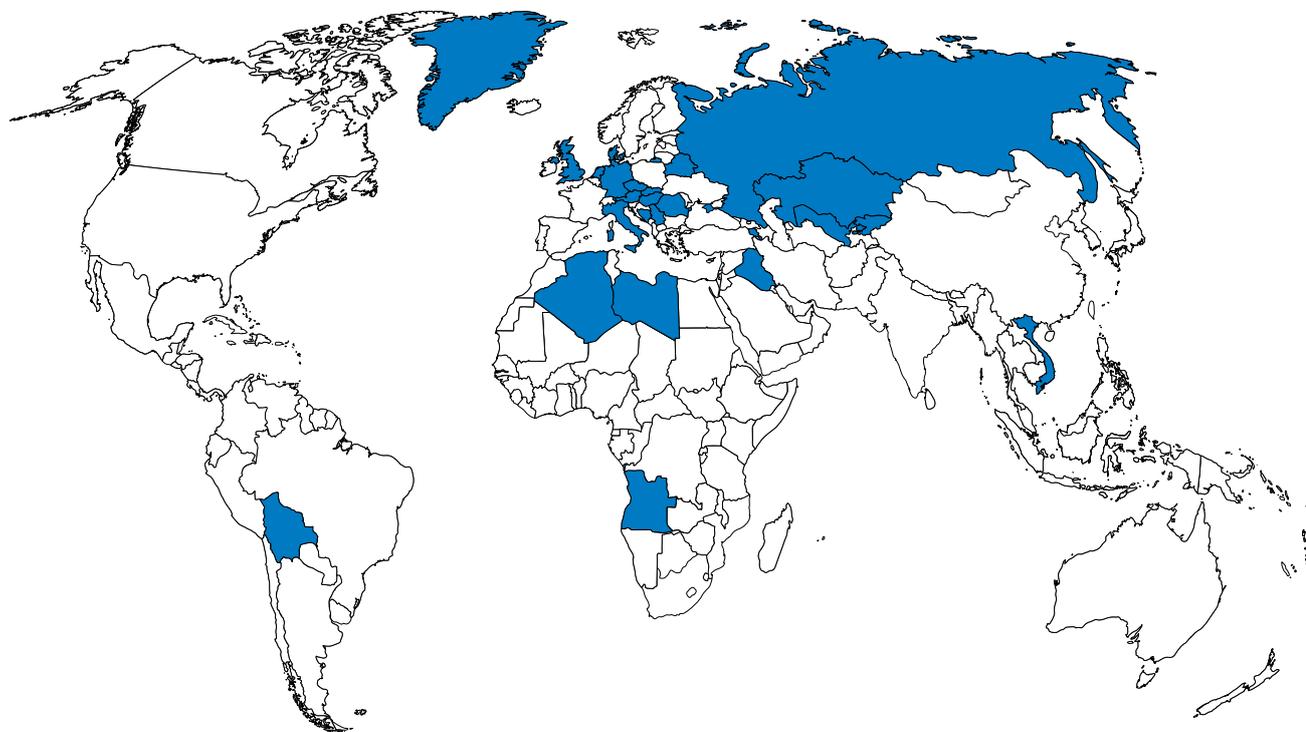
	По состоянию на 31 декабря				
	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Списочная численность работников Группы, тыс. человек</b>					
ПАО «Газпром»	25,6	26,2	26,7	27,1	27,3
Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа*	237,4	235,6	232,9	234,9	234,1
Газпром нефть	71,4	67,6	68,5	72,7	77,4
Газпром энергохолдинг	44,9	44,2	43,3	45,7	44,0
Газпром нефтехим Салават	15,4	16,3	15,2	14,7	14,0
Прочие дочерние общества и организации	72,7	79,7	79,5	78,7	80,8
<b>Всего</b>	<b>467,4</b>	<b>469,6</b>	<b>466,1</b>	<b>473,8</b>	<b>477,6</b>
в т. ч. по категориям:					
руководители	13,9 %	13,9 %	14,2 %	14,4 %	14,2 %
специалисты и другие служащие	31,6 %	31,5 %	32,4 %	33,0 %	33,4 %
рабочие	54,5 %	54,6 %	53,4 %	52,6 %	52,4 %
в т. ч. по возрастным группам:					
до 30 лет	16,9 %	15,3 %	14,4 %	13,4 %	12,6 %
от 30 до 50 лет	58,3 %	59,9 %	61,4 %	62,1 %	62,6 %
50 лет и старше	24,8 %	24,8 %	24,2 %	24,5 %	24,8 %

\* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

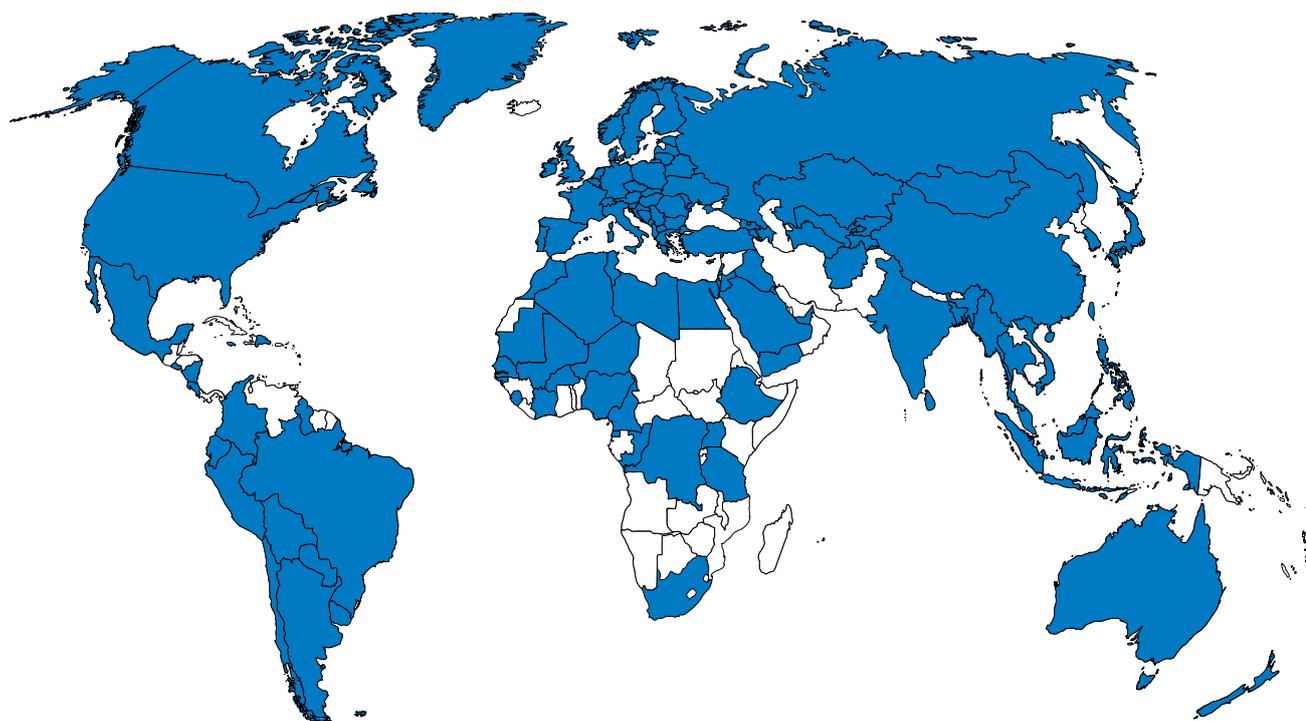
**Примечание.** Без учета показателей организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

# География производственной и сбытовой деятельности

Страны, в которых осуществляется производственная деятельность Группы Газпром по состоянию на 31 декабря 2020 г.



Страны, в которых осуществлялся сбыт продукции Группы Газпром в 2020 г.



Страны	Производство											Сбыт							
	Газораспределение	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Переработка газа	Переработка нефти	Подземное хранение газа в собственных ПХГ или в ПХГ с участием Группы	Подземное хранение газа на основании контрактов на использование мощностей ПХГ	Поиск и разведка углеводородов	Производство нефтегазохимической продукции и отдельных видов нефтепродуктов	Производство электрической и тепловой энергии	Транспортировка газа	Продажи газа конечным потребителям	Продажи трубопроводного газа	Продажи крупнотоннажного СПГ	Продажи малотоннажного СПГ и КПГ	Продажи нефти и газового конденсата*	Продажи продукции переработки углеводородного сырья	Продажи электрической и тепловой энергии	Розничные продажи нефтепродуктов
Россия	■	■	■	■	■	■	-	■	■	■	■	■	■	-	■	■	■	■	■
<b>Страны БСС</b>																			
Азербайджан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Армения	■	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	■	-	■	-	■	■	-	
Беларусь	-	-	-	-	■	■	-	-	-	-	■	■	-	■	■	■	■	■	
Грузия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Казахстан	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	-	■	-	■	-	■	-	■	
Кыргызстан	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	■	-	■	-	■	
Латвия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Литва	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Молдова	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Таджикистан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	
Туркменистан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Узбекистан	-	■	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	■	■	-	-	
Украина	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Эстония	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Южная Осетия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	
<b>Страны Европы</b>																			
Австрия	-	-	-	-	-	■	■	-	-	-	■	■	-	-	■	■	-	-	
Албания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Бельгия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	■	-	-	■	-	-	
Болгария	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	■	
Босния и Герцеговина	-	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	-	■	-	■	
Великобритания	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	■	-	-	■	■	-	
Венгрия	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	-	-	-	■	-	-	
Германия	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	■	-	■	■	■	■	-	
Греция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	-	■	-	-	
Дания	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	
Ирландия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Испания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	■	-	-	
Италия	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	■	-	-	■	■	-	-	
Кипр	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Люксембург	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	
Мальта	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	
Нидерланды	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	■	-	■	■	■	-	
Норвегия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	
Польша	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	

Страны	Производство										Сбыт								
	Газораспределение	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Переработка газа	Переработка нефти	Подземное хранение газа в объектах ПХГ или в ПХГ с участием Группы	Подземное хранение газа на основании контрактов на использование мощностей ПХГ	Поиск и разведка углеводородов	Производство нефтяногазохимической продукции отдельных видов нефтепродуктов	Производство электрической и тепловой энергии	Транспортировка газа	Продажи газа конечным потребителям	Продажи трубопроводного газа	Продажи крупнотоннажного СПГ	Продажи малотоннажного СПГ и КПП	Продажи нефти и газового конденсата*	Продажи продукции переработки углеводородного сырья*	Продажи электрической и тепловой энергии	Розничные продажи нефтепродуктов
Португалия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Румыния	-	■	■	-	-	-	-	■	-	-	■	■	-	-	-	-	■	■	■
Северная Македония	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	-
Сербия	-	■	■	-	■	■	-	■	■	■	■	■	-	■	■	■	■	■	■
Словакия	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	-	-	-	■	-	-	-
Словения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	■	-	-
Турция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	■	■	-	-	-
Финляндия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	■	■	■	-	-
Франция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	■	-	-	■	-	-	-
Хорватия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	-
Черногория	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Чехия	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	■	-	■	■	■	-	-	-
Швейцария	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	■	-	-
Швеция	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
<b>Страны Африки</b>																			
Алжир	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Ангола	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Буркина-Фасо	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Гамбия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Гвинея-Бисау	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Демократическая Республика Конго	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Египет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Камерун	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Кот-Д'Ивуар	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Ливия	-	-	■	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Маврикий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Мавритания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Мали	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Марокко	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Нигер	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Нигерия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Республика Конго	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Сейшелы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Сенегал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Сьерра-Леоне	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Танзания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Тунис	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-

Страны	Производство											Сбыт							
	Газораспределение	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Переработка газа	Переработка нефти	Подземное хранение газа в собственных ПХГ или в ПХГ с Участием Группы	Подземное хранение газа на основании контрактов на использование мощностей ПХГ	Поиск и разведка углеводородов	Производство нефтегазохимической продукции и отдельных видов нефтепродуктов	Производство электрической и тепловой энергии	Транспортировка газа	Продажи газа конечным потребителям	Продажи трубопроводного газа	Продажи крупнотоннажного СПГ	Продажи малотоннажного СПГ и КПГ	Продажи нефти и газового конденсата*	Продажи продукции переработки углеводородного сырья	Продажи электрической и тепловой энергии	Розничные продажи нефтепродуктов
Уганда	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экваториальная Гвинея	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Эфиопия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЮАР	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Страны Ближнего и Среднего Востока</b>																			
Афганистан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Израиль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Иордания	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ирак	-	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Йемен	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Кувейт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-
Ливан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОАЭ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Саудовская Аравия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Страны АТР</b>																			
Австралия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-
Бангладеш	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вьетнам	-	■	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	■	■	-	-	-
Индия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-
Индонезия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Китай	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	■	■	-	-	-
Малайзия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	■	-	-	-
Мьянма	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Новая Зеландия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	-
Республика Корея	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	■	-	-	-
Сингапур	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-	■	-	-	■	■	-	-	-
Таиланд	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	■	-	-	-
Тайвань (Китай)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	■	-	-	-
Филиппины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Шри-Ланка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Япония	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	■	■	-	-	-
<b>Страны Северной Америки</b>																			
Канада	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мексика	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
США	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Страны Центральной и Южной Америки</b>																			
Аргентина	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Страны	Производство											Сбыт							
	Газораспределение	Добыча газа и газового конденсата	Добыча нефти	Переработка газа	Переработка нефти	Подземное хранение газа в объектах ПХГ или в ПХГ с участием Группы	Подземное хранение газа на основании контрактов на использование мощностей ПХГ	Поиск и разведка углеводородов	Производство нефтегазохимической продукции и нефтяных видов нефтепродуктов	Производство электрической и тепловой энергии	Транспортировка газа	Продажи газа конечным потребителям	Продажи трубопроводного газа	Продажи крупнотоннажного СПГ	Продажи малотоннажного СПГ и КЛГ	Продажи нефти и газового конденсата*	Продажи продукции переработки углеводородного сырья*	Продажи электрической и тепловой энергии	Розничные продажи нефтепродуктов
Боливия	-	■	-	-	-	-	■	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Бразилия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Гайана	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Колумбия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Коста-Рика	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Никарагуа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Парагвай	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Перу	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Уругвай	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Чили	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Эквадор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Эль-Сальвадор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
<b>Другие страны</b>																			
Доминиканская Республика	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Мальдивы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Монголия	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-
Ямайка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	■	-	-	-

\* Без учета стран, объемы реализации в которые незначительны.

# События после отчетной даты при реализации проектов

Раздел	Объект	Событие после отчетной даты
Лицензии	Тамбейское месторождение	1. В мае 2021 г. между ПАО «Газпром», ООО «Газпром недра» и АО «РусГазДобыча» подписано «Основное соглашение об условиях реализации совместного проекта по разработке Тамбейского месторождения», согласно которому между ООО «Газпром недра» и АО «РусГазДобыча» на паритетной основе будет создано совместное предприятие (СП) с лицензиями на пользование участками недр, на которых расположено Тамбейское месторождение. СП будет разрабатывать и обеспечивать обустройство месторождения с началом добычи газа с 2026 г.
Перспективные месторождения	Уренгойское месторождение (ачимовские залежи)	2. В январе 2021 г. на участке 4А в режиме комплексной апробации УКПГ-41 и другого оборудования промысла начата добыча газа и газового конденсата. 3. В апреле 2021 г. на участке 5А в режиме комплексной апробации УКПГ-51 и другого оборудования промысла начата добыча газа и газового конденсата.
Основные газотранспортные проекты Группы Газпром	«Сила Сибири — 2»	4. В январе 2021 г. в целях проработки вопросов строительства и эксплуатации газопровода на территории Монголии в этой стране зарегистрирована компания специального назначения ООО «Газопровод Союз Восток». 5. В апреле 2021 г. утвержден технико-экономический анализ проекта строительства газопровода «Союз Восток» (продолжение российского газопровода «Сила Сибири — 2» по территории Монголии) в составе комплексного технико-экономического анализа проекта поставки трубопроводного газа из России в Китай через территорию Монголии. Предварительные расчетные показатели проекта дают необходимую экономическую эффективность его реализации.
Перспективные проекты по переработке углеводородного сырья, производству крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром	Интегрированный комплекс по переработке и сжижению природного газа в Усть-Луге	6. В марте 2021 г. между ООО «РусХимАльянс» и Linde Engineering подписано соглашение о намерениях, которое определяет основные условия перспективного EPSS-контракта, предполагающего инженеринговые услуги, поставку оборудования и обслуживание объектов газопереработки и общезаводского хозяйства.
Инвестиционные проекты в электроэнергетике	Свободненская ТЭС	7. В апреле 2021 г. Свободненская ТЭС введена в эксплуатацию.

## 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	При подготовке данных за 2020 г.: 0,0285 тыс. м <sup>3</sup> СПГ 0,0194 т СПГ При подготовке данных за 2019 г. и предшествующие годы: 0,028 тыс. м <sup>3</sup> СПГ 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 скорректированных показателей финансовой отчетности и финансовых коэффициентов

Показатель	Описание
<b>Скорректированные показатели финансовой отчетности</b>	
Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (скорректированная)	Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», скорректированная на: <ul style="list-style-type: none"> <li>— прибыль (убыток) по курсовым разницам, отражаемые в составе финансовых доходов и расходов;</li> <li>— курсовые разницы по операционным статьям;</li> <li>— убыток от обесценения (восстановление убытка от обесценения) объектов основных средств и незавершенного строительства;</li> <li>— убыток от обесценения (восстановление убытка от обесценения) инвестиций в ассоциированные организации и совместные предприятия;</li> <li>— разницу между долей в прибыли ассоциированных организаций и совместных предприятий и поступлениями от ассоциированных организаций и совместных предприятий</li> </ul>
Чистый долг (скорректированный)	Чистый долг, скорректированный на депозиты, находящиеся в составе прочих оборотных и прочих внеоборотных активов
<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»
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
барр.	Баррель
барр. н. э.	Баррель нефтяного эквивалента
БТЕ	Британская тепловая единица
ГА	Гидроагрегат
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
Долгосрочный рискованный операторский договор	Договор между владельцем лицензии и оператором проекта разработки месторождения, в соответствии с которым оператор инвестирует собственные средства в разработку и несет все риски (включая геологические), что позволяет ему консолидировать запасы, добычу и финансовый результат от реализации проекта
Дочерние общества ПАО «Газпром», включенные в программы энергосбережения ПАО «Газпром»	ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (с 2020 г.), ООО «Газпром добыча Ямбург», ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром ПХГ», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром энерго», ООО «Газпром межрегионгаз»

Термины и сокращения	Описание
Дочерние общества со 100 % участием ПАО «Газпром», занятые в деятельности по геологоразведке, добыче, транспортировке, подземному хранению, переработке углеводородов на территории России, обеспечению работы ЕСГ России	ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «Газпром добыча Иркутск», ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Газпром добыча Кузнецк», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром недра», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Грозный», ООО «Газпром ПХГ», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром НГХК», ООО «Газпром энерго», ООО «Газпром центрремонт», ООО «Газпром геотехнологии», ООО Авиапредприятие «Газпром авиа», ООО «Газпромтранс», ООО «Газпром флот», ООО «Газпром инвест», ООО «Газпром социнвест», ОАО «Газпромтрубинвест»
ДКС	Дожимная компрессорная станция
Доллары, долл.	Доллары США
ДОФ	Диоктилфталат
ЕСГ	Единая система газоснабжения
ЕСУПБ	Единая система управления производственной безопасностью ПАО «Газпром»
Запасы углеводородов категорий A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	Разведанные запасы по российской классификации с высокой степенью геологической изученности, которые соответствуют ранее принятым категориям A+B+C <sub>1</sub> (для запасов нефти, газа и газового конденсата предусмотрен коэффициент извлечения, рассчитанный на основе геолого-технологических факторов)
кВт.ч	Киловатт в час
КИГ	Коэффициент извлечения газа
Компании газового бизнеса Группы Газпром	Дочерние общества со 100 % участием ПАО «Газпром», занятые в деятельности по геологоразведке, добыче, транспортировке, подземному хранению, переработке углеводородов на территории России, обеспечению работы ЕСГ России, совместное предприятие ООО «Газпром газомоторное топливо», входящие в Группу Газпром ООО «Газпром межрегионгаз», Группа Востокгазпром (АО «Газпром добыча Томск»), АО «Дальтрансгаз», ОАО «Севернефтегазпром», ЗАО «Пургаз», ПАО «Газпром спецгазавтотранс», а также ассоциированная организация Sakhalin Energy Investment Company Ltd.
Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)	Число пострадавших в результате несчастных случаев с потерей рабочего времени / общее число часов, отработанных всем персоналом × 1 000 000
Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)	Число пострадавших в результате несчастных случаев / общее число часов, отработанных всем персоналом × 100 000 000
КПГ	Компримированный природный газ
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
МГ	Магистральный газопровод
МСФО	Международные стандарты финансовой отчетности
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
Объем добычи углеводородов	Объем фактически добытых углеводородов, определяемый как сумма объема фактически добытых углеводородов, предназначенного для реализации, а также объема фактически добытых углеводородов, израсходованных на собственные нужды
Организации, входящие в сферу действия ЕСУПБ	ПАО «Газпром», его основные дочерние общества по разведке, добыче, переработке, транспортировке, подземному хранению газа и энергетике, а также дочерние общества, обеспечивающие работу ЕСГ России

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
ПГУ	Парогазовая установка
ПГФ	Пентан-гексановая фракция
ПНГ	Попутный нефтяной газ
Производственная безопасность	Состояние защищенности основных фондов, работников Группы Газпром, а также третьих лиц (включая их имущество) и окружающей среды от воздействия негативных факторов, происшествий, вредных и опасных производственных факторов. Составляющими производственной безопасности являются охрана труда, промышленная и пожарная безопасность, безопасность дорожного движения
ПСУ	Паросиловая установка
ПХГ	Подземное хранилище газа
Реализация Группой Газпром углеводородов и продуктов их переработки	Объемы газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки, как от собственной добычи / производства, так и закупленные у сторонних компаний, реализуемые потребителям рассматриваемого рынка сбыта без учета внутригрупповых продаж
Рубль, руб.	Российский рубль
СП	Совместное предприятие
СПГ	Сжиженный природный газ
Среднесуточная добыча	Показатель, значение которого рассчитывается исходя из количества календарных дней в году
СРП	Соглашение о разделе продукции
СРРП	Соглашение о разведке и 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
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
УППГ	Установка предварительной подготовки газа
Условное топливо (угольный эквивалент), у. т.	Единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных видов топлива
ФО	Федеральный округ
ХМАО — Югра	Ханты-Мансийский автономный округ — Югра
ЦКР Роснедр по УВС	Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Роснедр
ЦПС	Центральный пункт сбора нефти
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ



