



Эффективное
развитие

Справочник «Газпром в цифрах 2015–2019» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ПАО «Газпром» в 2020 г. Справочник подготовлен на основе данных корпоративной отчетности ПАО «Газпром», а также с использованием материалов, содержащихся в российских и зарубежных информационных изданиях.

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

Под Группой Газпром, Группой или Газпромом следует понимать совокупность компаний, состоящую из ПАО «Газпром» и его дочерних организаций. Для целей настоящего Справочника использованы перечни дочерних организаций, организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, ассоциированных организаций и совместных предприятий Группы Газпром, составленные на основе принципов формирования консолидированной финансовой отчетности ПАО «Газпром», подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО). Аналогично под терминами Группа Газпром нефть и Газпром нефть подразумеваются ПАО «Газпром нефть» и его дочерние организации, под термином Газпром энергохолдинг — ООО «Газпром энергохолдинг» и его дочерние общества, под термином Газпром нефтехим Салават — ООО «Газпром нефтехим Салават» и его дочерние общества.

Приведенные в издании показатели деятельности Газпрома в целом сформированы на основании принципов составления консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром, подготовленной в соответствии с МСФО (далее — консолидированная финансовая отчетность по МСФО), и (или) в отношении совокупности организаций Группы Газпром, принятой для целей составления консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО. В соответствии с МСФО 11 «Совместная деятельность» объемы запасов, добычи и переработки углеводородного сырья отражаются с учетом доли Группы Газпром в показателях организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

Ряд показателей деятельности ПАО «Газпром», его дочерних организаций приводится на основе управленческой отчетности. В связи с различиями в методологии подготовки консолидированной финансовой отчетности и ведения управленческой отчетности показатели, рассчитанные по данным методикам, могут быть несопоставимы.

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

Финансовые показатели Группы приводятся в соответствии с консолидированной финансовой отчетностью Группы Газпром по МСФО. Валютой отчетности Группы Газпром является российский рубль. Приведенные данные в долларах США и евро получены расчетным путем по указанным обменным курсам и не являются данными финансовой отчетности Группы.

Справочник «Газпром в цифрах 2015–2019»

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** 38

Транспортировка и подземное хранение 48

Транспортировка 50

Подземное хранение газа 56

**Переработка углеводородного сырья,
газо- и нефтехимия** 60

Электроэнергетика 74

Инвестиционные проекты в электроэнергетике 78

Маркетинг 80

Реализация газа 80

Реализация нефти, газового конденсата
и продуктов переработки 87

Реализация электроэнергии и тепла,
услуг по транспортировке газа 90

Экология и энергосбережение 91

Производственная безопасность 92

Управление патентными правами, НИОКР 93

Персонал 94

География производственной и бытовой деятельности 95

Справочная информация 99

Коэффициенты пересчета
и условные обозначения 99

Порядок расчета скорректированных показателей
финансовой отчетности и финансовых
коэффициентов 100

Глоссарий основных понятий и сокращений 101

Газпром в энергетике России и мира

| | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Вклад в формирование показателей мировой газовой промышленности | | | | | |
| Запасы газа* | 16,9 % | 17,1 % | 16,7 % | 16,2 % | 16,3 % |
| Добыча газа* | 11,2 % | 11,2 % | 12,0 % | 12,1 % | 11,7 % |
| Вклад в формирование показателей топливно-энергетического комплекса России | | | | | |
| Контролируемые российские запасы газа | 71,6 % | 71,7 % | 71,7 % | 71,1 % | 71,1 % |
| Добыча газа** | 66,0 % | 65,6 % | 68,3 % | 68,7 % | 67,9 % |
| Добыча нефти и газового конденсата** | 11,1 % | 11,5 % | 11,8 % | 11,6 % | 11,5 % |
| Первичная переработка нефти и стабильного газового конденсата** | 18,5 % | 18,4 % | 17,7 % | 18,2 % | 18,2 % |
| Выработка электроэнергии** | 14,3 % | 14,6 % | 14,8 % | 14,1 % | 13,7 % |
| Протяженность эксплуатируемых газотранспортными дочерними обществами Группы Газпром магистральных газопроводов (МГ) и отводов на территории России***, тыс. км | | | | | |
| | 171,2 | 171,8 | 172,1 | 172,6 | 175,2 |

* 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 | | | | |
|--|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Показатели отчета о совокупном доходе | | | | | |
| Выручка от продаж, млн руб. | 6 073 318 | 6 111 051 | 6 546 143 | 8 224 177 | 7 659 623 |
| Операционные расходы, млн руб. | 4 762 444 | 5 280 876 | 5 697 056 | 6 181 191 | 6 387 071 |
| Прибыль от продаж, млн руб. | 1 237 422 | 726 639 | 871 405 | 1 930 030 | 1 119 857 |
| Приведенный показатель EBITDA, млн руб. | 1 883 847 | 1 323 258 | 1 467 692 | 2 599 284 | 1 859 679 |
| Прибыль за год, млн руб. | 805 199 | 997 104 | 766 879 | 1 528 996 | 1 269 517 |
| Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром», млн руб. | 787 056 | 951 637 | 714 302 | 1 456 270 | 1 202 887 |
| Базовая и разведенная прибыль в расчете на одну акцию, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (в российских рублях), руб. | 34,29 | 42,19 | 32,32 | 65,89 | 53,47 |
| Показатели бухгалтерского баланса | | | | | |
| Активы, млн руб. | 17 052 040 | 16 918 938 | 18 238 770 | 20 810 440 | 21 882 348 |
| Оборотные активы, млн руб. | 3 993 722 | 3 234 346 | 3 469 266 | 4 212 230 | 3 828 153 |
| Товарно-материальные запасы, млн руб. | 804 364 | 711 199 | 772 314 | 909 677 | 946 361 |
| Краткосрочные обязательства, млн руб. | 2 124 701 | 1 921 808 | 2 589 516 | 2 473 695 | 2 527 476 |
| Общий долг, млн руб. | 3 442 215 | 2 829 623 | 3 266 518 | 3 863 822 | 3 863 904 |
| Чистый долг, млн руб. | 2 083 120 | 1 932 895 | 2 397 511 | 3 014 403 | 3 167 847 |
| Акционерный (собственный) капитал, не включая неконтролирующую долю участия, млн руб. | 10 589 586 | 11 094 531 | 11 629 086 | 13 300 009 | 14 104 833 |
| Акционерный (собственный) капитал, включая неконтролирующую долю участия, млн руб. | 10 914 622 | 11 441 839 | 12 015 481 | 13 776 153 | 14 615 687 |
| Капитальные вложения*, млн руб. | 1 349 635 | 1 357 336 | 1 504 600 | 1 795 884 | 1 818 677 |
| Показатели отчета о движении денежных средств | | | | | |
| Чистые денежные средства от операционной деятельности, млн руб. | 2 030 927 | 1 571 323 | 1 187 022 | 1 617 384 | 1 709 384 |
| Капитальные вложения, млн руб. | (1 641 024) | (1 369 052) | (1 405 780) | (1 639 474) | (1 775 923) |
| Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, млн руб. | (1 664 156) | (1 445 965) | (1 368 131) | (1 617 718) | (1 938 109) |
| Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности, млн руб. | (138 305) | (460 479) | 149 944 | (96 070) | 152 375 |
| Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного года, млн руб. | 1 359 095 | 896 728 | 869 007 | 849 419 | 696 057 |
| Коэффициент самофинансирования | 124 % | 115 % | 84 % | 99 % | 96 % |
| Скорректированные показатели финансовой отчетности** | | | | | |
| Прибыль за год, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром» (скорректированная), млн руб. | 1 329 369 | 609 184 | 651 670 | 1 678 319 | 994 309 |
| Чистый долг (скорректированный), млн руб. | 1 951 528 | 1 746 630 | 2 067 983 | 2 216 831 | 2 491 425 |
| Коэффициенты рентабельности*** | | | | | |
| Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность) | 20 % | 12 % | 13 % | 23 % | 15 % |
| Рентабельность приведенного показателя EBITDA | 31 % | 22 % | 22 % | 32 % | 24 % |
| Рентабельность прибыли за год | 13 % | 16 % | 12 % | 19 % | 17 % |
| Рентабельность активов (ROA) | 5 % | 6 % | 4 % | 8 % | 6 % |
| Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE) | 8 % | 9 % | 7 % | 12 % | 9 % |

| | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|-------------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Коэффициенты общего и чистого долга | | | | | |
| Отношение общего долга к сумме акционерного капитала и неконтролирующей доле участия | 32 % | 25 % | 27 % | 28 % | 26 % |
| Отношение общего долга к сумме общего долга, акционерного капитала и неконтролирующей доле участия | 24 % | 20 % | 21 % | 22 % | 21 % |
| Отношение общего долга к общим активам | 20 % | 17 % | 18 % | 19 % | 18 % |
| Отношение общего долга к приведенному показателю EBITDA | 1,83 | 2,14 | 2,23 | 1,49 | 2,08 |
| Отношение чистого долга к приведенному показателю EBITDA | 1,11 | 1,46 | 1,63 | 1,16 | 1,70 |
| Отношение чистого долга (скорректированного) к приведенному показателю EBITDA | 1,04 | 1,32 | 1,41 | 0,85 | 1,34 |
| Коэффициенты ликвидности*** | | | | | |
| Коэффициент текущей ликвидности | 1,88 | 1,68 | 1,34 | 1,70 | 1,51 |
| Коэффициент быстрой ликвидности | 1,50 | 1,31 | 1,04 | 1,34 | 1,14 |
| Прочие коэффициенты*** | | | | | |
| Коэффициент EV / EBITDA | 2,8 | 4,2 | 3,7 | 2,6 | 5,0 |
| Коэффициент P / E | 4,0 | 3,6 | 4,0 | 2,3 | 4,8 |
| Коэффициент P / S | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,8 |

* Приведены капитальные вложения, отраженные в составе информации по сегментам в консолидированной финансовой отчетности ПАО «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».

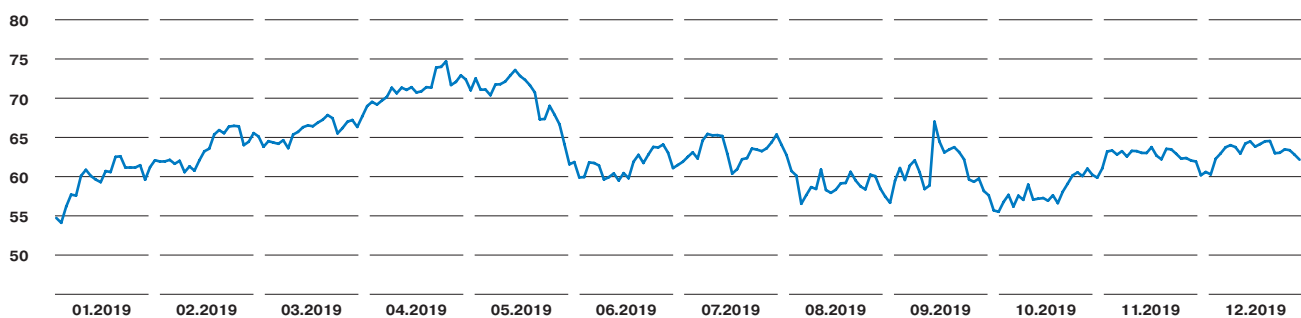
Макроэкономические данные

| Показатель* | Единица измерения | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|-------------------|-------------------------------------|-------|-------|--------|--------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост | % | 12,9 % | 5,4 % | 2,5 % | 4,3 % | 3,0 % |
| Индекс цен производителей промышленных товаров (декабрь к декабрю предыдущего года), прирост | % | 10,7 % | 7,4 % | 8,4 % | 11,7 % | -4,3 % |
| Средний обменный курс рубля к доллару за период | руб./долл. | 61,32 | 66,83 | 58,31 | 62,90 | 64,64 |
| Обменный курс рубля к доллару на конец периода | руб./долл. | 72,88 | 60,66 | 57,60 | 69,47 | 61,91 |
| Средний обменный курс рубля к евро за период | руб./евро | 67,99 | 73,99 | 66,02 | 74,11 | 72,35 |
| Обменный курс рубля к евро на конец периода | руб./евро | 79,70 | 63,81 | 68,87 | 79,46 | 69,34 |
| Цена нефти Brent (Dated)** | долл./барр. | 35,74 | 54,94 | 66,54 | 50,21 | 66,77 |
| Цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)** | долл./барр. | 33,11 | 53,27 | 66,19 | 51,18 | 62,38 |
| Среднегодовая цена нефти Brent (Dated)** | долл./барр. | 52,39 | 43,73 | 54,19 | 71,31 | 64,21 |
| Среднегодовая цена нефти Urals (среднее CIF MED / RDAM)** | долл./барр. | 51,42 | 42,10 | 53,06 | 70,05 | 63,37 |

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

** По данным агентства Platts.

Изменение мировых цен на нефть марки Urals в 2019 г., долл./барр.



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

Рыночные индикаторы

| Показатель | Единица измерения | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|-------------------|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Цена за акцию на закрытие торгов на ПАО Московская Биржа | | | | | | |
| на конец года | руб. | 136,09 | 154,55 | 130,50 | 153,50 | 256,40 |
| минимальная за год | руб. | 130,90 | 124,60 | 115,35 | 132,20 | 149,49 |
| максимальная за год | руб. | 163,00 | 168,47 | 157,97 | 172,11 | 270,74 |
| Цена за АДР на закрытие торгов на ЛФБ | | | | | | |
| на конец года | долл. | 3,69 | 5,05 | 4,41 | 4,43 | 8,23 |
| минимальная за год | долл. | 3,62 | 3,02 | 3,85 | 4,14 | 4,47 |
| максимальная за год | долл. | 6,24 | 5,27 | 5,27 | 5,31 | 8,35 |
| Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» по состоянию на конец года | | | | | | |
| | млн шт. | 23 674 | 23 674 | 23 674 | 23 674 | 23 674 |
| Количество выпущенных обыкновенных акций в собственности дочерних организаций ПАО «Газпром» по состоянию на конец года | | | | | | |
| | млн шт. | 723 | 1 573 | 1 573 | 1 573 | 29 |
| Количество выпущенных обыкновенных акций ПАО «Газпром» за вычетом акций, находящихся в собственности дочерних организаций ПАО «Газпром», по состоянию на конец года* | | | | | | |
| | млн шт. | 22 951 | 22 101 | 22 101 | 22 101 | 23 645 |
| Рыночная капитализация на конец года** | | | | | | |
| | млрд долл. | 44,2 | 60,3 | 53,6 | 52,3 | 98,0 |
| изменение к прошлому году | % | -19,3 % | 36,4 % | -11,1 % | -2,4 % | 87,5 % |
| Индекс МосБиржи | | | | | | |
| | пункты | 1 761 | 2 233 | 2 110 | 2 369 | 3 046 |
| изменение к прошлому году | % | 26,1 % | 26,8 % | -5,5 % | 12,3 % | 28,6 % |
| Индекс РТС | | | | | | |
| | пункты | 757 | 1 152 | 1 154 | 1 069 | 1 549 |
| изменение к прошлому году | % | -4,3 % | 52,2 % | 0,2 % | -7,4 % | 44,9 % |
| Среднедневной объем торгов на ПАО Московская Биржа | | | | | | |
| | млн акций | 32,5 | 29,9 | 28,9 | 26,3 | 37,0 |
| Среднедневной объем торгов на ЛФБ | | | | | | |
| | млн АДР | 16,4 | 15,9 | 12,0 | 9,2 | 8,1 |
| Дивиденды на обыкновенную акцию*** | | | | | | |
| | руб. | 7,89 | 8,0397 | 8,04 | 16,61 | 15,24 |
| Структура акционерного капитала | | | | | | |
| Доля, контролируемая Российской Федерацией**** | | | | | | |
| В лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом | % | 38,37 % | 38,37 % | 38,37 % | 38,37 % | 38,37 % |
| АО «РОСНЕФТЕГАЗ» | % | 10,97 % | 10,97 % | 10,97 % | 10,97 % | 10,97 % |
| АО «Росгазификация» | % | 0,89 % | 0,89 % | 0,89 % | 0,89 % | 0,89 % |
| Владельцы АДР***** | | | | | | |
| | % | 27,83 % | 26,86 % | 25,20 % | 24,13 % | 19,70 % |
| Прочие зарегистрированные лица | | | | | | |
| | % | 21,94 % | 22,91 % | 24,57 % | 25,64 % | 30,07 % |
| Всего | % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |

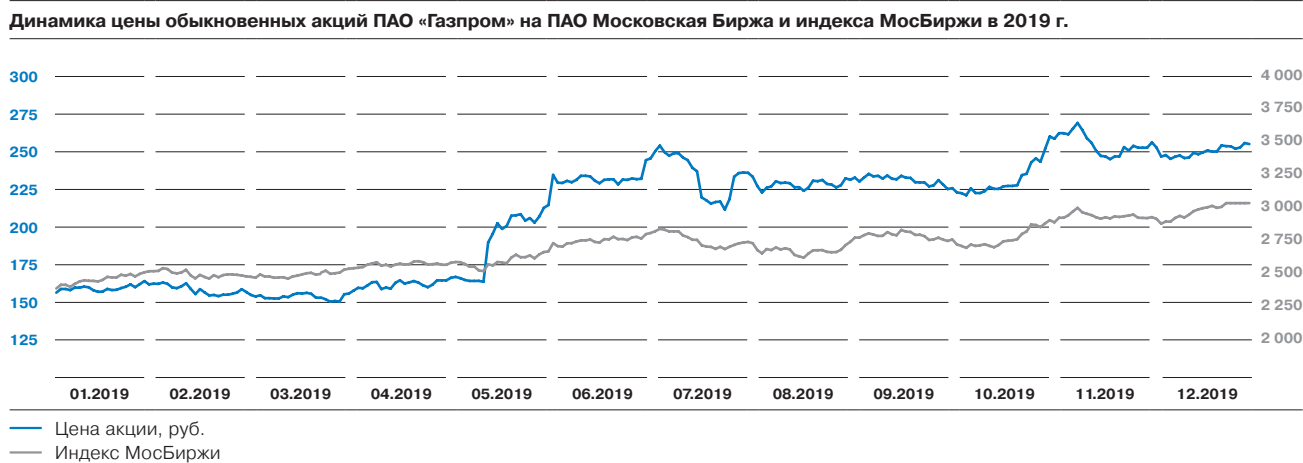
* По состоянию на 31 декабря соответствующего года отсутствовали акции ПАО «Газпром», право собственности на которые перешло к Компании.

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

*** За 2019 г. приведены рекомендуемые дивиденды.

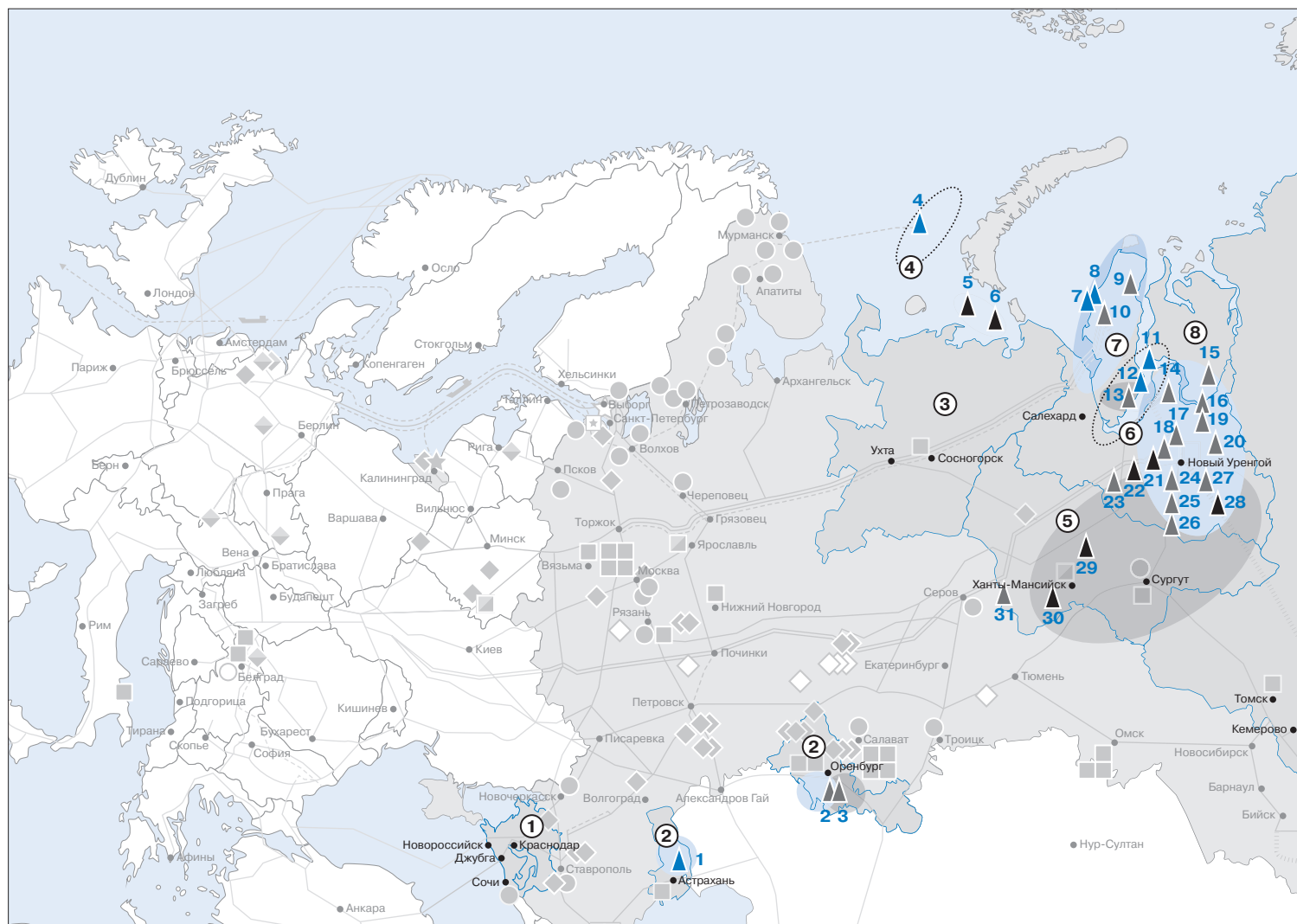
**** По состоянию на 31 декабря соответствующего года суммарная доля акций ПАО «Газпром», находящихся под прямым и косвенным контролем Российской Федерации, полученная путем прямого сложения, составляет 50,23 % и обеспечивается 100 % долей участия Российской Федерации в АО «РОСНЕФТЕГАЗ», которое также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

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



Разведка и добыча на территории Российской Федерации

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

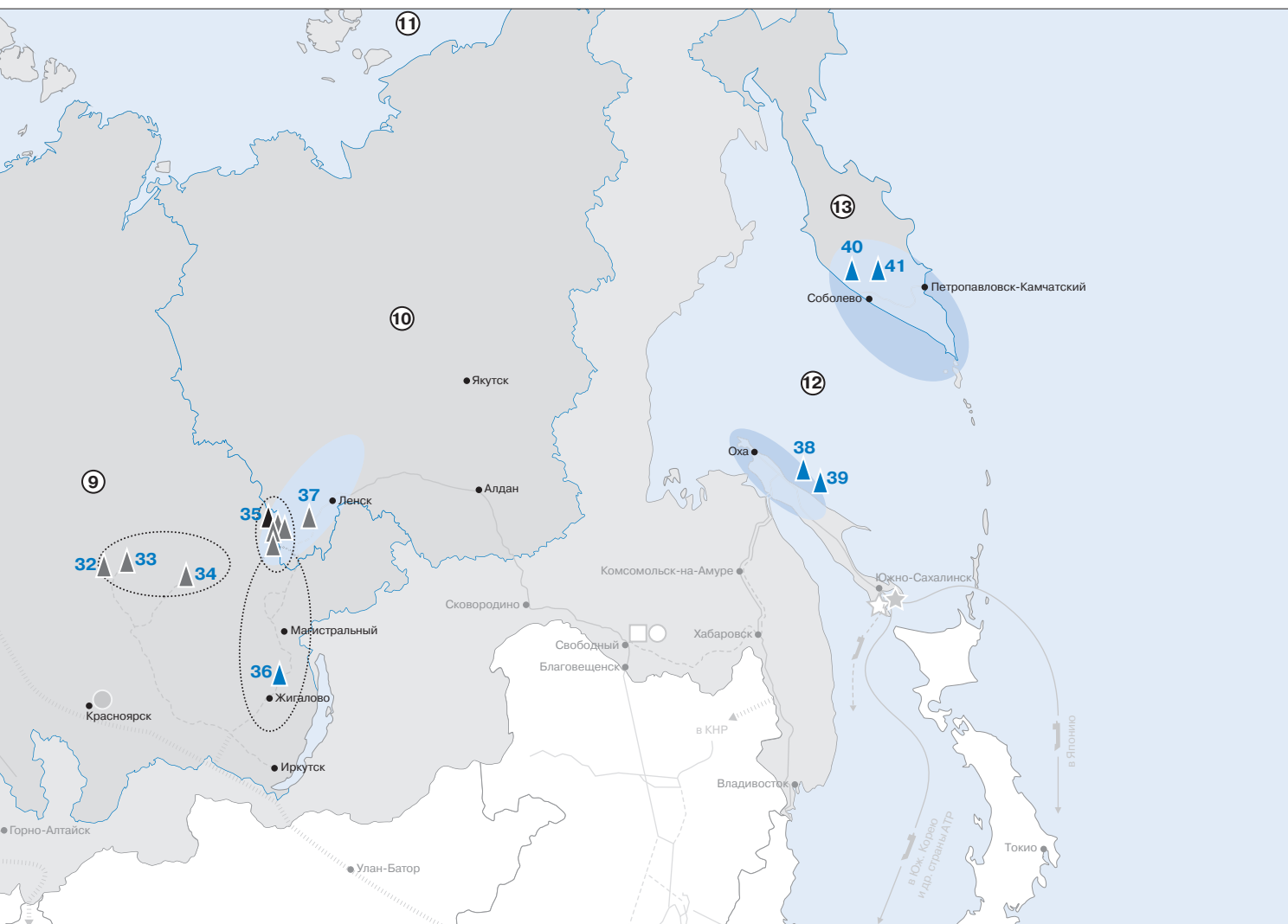


- Действующие центры газодобычи
- Перспективные центры газодобычи
- Действующие центры нефтедобычи
- ▲ Газовые и газоконденсатные месторождения
- ▲ Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения
- ▲ Нефтяные месторождения

Районы проведения ГРП на углеводороды

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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г.



Месторождения

| | | |
|--|--------------------------------------|---------------------------|
| 1 Астраханское | 16 Тазовское | 31 Им. Эрвье (Оуринское)* |
| 2 Оренбургское | 17 Уренгойское | 32 Оморинское |
| 3 Восточный участок Оренбургского НГКМ | 18 Ямсовейское | 33 Куюмбинское* |
| 4 Штокмановское | 19 Заполярное | 34 Собинское |
| 5 Долгинское | 20 Южно-Русское | 35 Чонская группа |
| 6 Приразломное | 21 Западно-Юбилейное | 36 Ковыктинское |
| 7 Крузенштерское | 22 Меретояхинское | 37 Чаяндинское |
| 8 Харасавэйское | 23 Суторминское и Северо-Карамовское | 38 Киринское |
| 9 Тамбейское | 24 Вынгайхинское | 39 Южно-Киринское |
| 10 Бованенковское | 25 Новогднее | 40 Кшукское |
| 11 Северо-Каменномысское | 26 Вынгапуровское | 41 Нижне-Квакчикское |
| 12 Каменномысское-море | 27 Еты-Пуровское | |
| 13 Новопортовское | 28 Западно-Чатылькинское | |
| 14 Ямбургское | 29 Приобское | |
| 15 Восточно-Мессояхское* | 30 Им. А. Жагина | |

* 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), В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В₂ (неразбуренные, оцененные), С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные), а также ресурсов — Д₀, Д_н, Д₁ и Д₂.

В корпоративной отчетности будет осуществляться учет запасов по сумме категорий А+В₁+С₁, которые представляют собой разведанные запасы с высокой степенью геологической изученности и соответствуют ранее принятым категориям А+В+С₁. В действующей Классификации впервые вводится понятие извлекаемых запасов газа, которые ранее принимались равными геологическим. Определяться извлекаемые запасы газа, конденсата и нефти будут по проектным документам на разработку месторождений, утвержденным в 2016 г. и в последующие годы. Для разведываемых месторождений начиная с 2019 г. применяется утвержденная Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) в 2018 г. методика оценки коэффициента извлечения газа (КИГ), разработанная ООО «Газпром геологоразведка».

В соответствии с действующей Классификацией в корпоративной отчетности будут учитываться извлекаемые запасы газа. В связи с тем, что 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, на основании которых будут утверждаться извлекаемые запасы. Также на основании вновь утверждаемых проектов разработки месторождений будут определяться извлекаемые запасы за рентабельный период разработки. Для разведываемых месторождений при подсчете запасов применяется КИГ в соответствии с утвержденной ГКЗ методикой оценки. По состоянию на 31 декабря 2019 г. в Компании завершена оценка КИГ

на месторождениях, содержащих 29 % запасов газа Группы Газпром категорий А+В₁+С₁.

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 сторону. 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 | | | | |
|--|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млрд м³ | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 36 147,3 | 36 443,9 | 35 355,4 | 35 195,3 | 34 899,0 |
| из них прошедшие оценку по стандартам PRMS | 94 % | 95 % | 94 % | 93 % | 93 % |
| Доказанные | 18 791,2 | 18 596,5 | 18 253,4 | 17 890,4 | 17 715,1 |
| Вероятные | 4 913,8 | 5 258,6 | 5 893,2 | 6 364,7 | 6 680,4 |
| Доказанные и вероятные | 23 705,0 | 23 855,1 | 24 146,6 | 24 255,1 | 24 395,5 |
| Газовый конденсат, млн т | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 1 499,5 | 1 534,9 | 1 595,6 | 1 604,4 | 1 569,7 |
| из них прошедшие оценку по стандартам PRMS | 92 % | 94 % | 93 % | 94 % | 95 % |
| Доказанные | 699,5 | 759,2 | 797,7 | 759,7 | 730,2 |
| Вероятные | 233,8 | 259,7 | 308,0 | 330,5 | 333,0 |
| Доказанные и вероятные | 933,3 | 1 018,9 | 1 105,7 | 1 090,2 | 1 063,2 |
| Нефть, млн т | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 2 082,0 | 2 078,5 | 2 045,3 | 2 015,7 | 2 005,7 |
| из них прошедшие оценку по стандартам PRMS | 92 % | 93 % | 94 % | 94 % | 96 % |
| Доказанные | 792,7 | 789,5 | 736,8 | 712,3 | 707,5 |
| Вероятные | 562,7 | 589,2 | 623,2 | 623,1 | 667,3 |
| Доказанные и вероятные | 1 355,4 | 1 378,7 | 1 360,0 | 1 335,4 | 1 374,8 |

Нефтяной эквивалент

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млн барр. н. э. | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 234 596,0 | 236 520,9 | 229 456,5 | 228 417,5 | 226 494,5 |
| Доказанные | 121 954,9 | 120 691,3 | 118 464,5 | 116 108,7 | 114 971,0 |
| Вероятные | 31 890,6 | 34 128,3 | 38 246,9 | 41 306,9 | 43 355,8 |
| Доказанные и вероятные | 153 845,5 | 154 819,6 | 156 711,4 | 157 415,6 | 158 326,8 |
| Газовый конденсат, млн барр. н. э. | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 12 265,9 | 12 555,5 | 13 052,0 | 13 124,0 | 12 840,1 |
| Доказанные | 5 721,9 | 6 210,3 | 6 525,2 | 6 214,3 | 5 973,0 |
| Вероятные | 1 912,5 | 2 124,3 | 2 519,4 | 2 703,5 | 2 723,9 |
| Доказанные и вероятные | 7 634,4 | 8 334,6 | 9 044,6 | 8 917,8 | 8 696,9 |
| Нефть, млн барр. н. э. | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 15 261,1 | 15 235,4 | 14 992,1 | 14 775,1 | 14 701,8 |
| Доказанные | 5 810,5 | 5 787,0 | 5 400,7 | 5 221,2 | 5 186,0 |
| Вероятные | 4 124,6 | 4 318,8 | 4 568,1 | 4 567,3 | 4 891,3 |
| Доказанные и вероятные | 9 935,1 | 10 105,9 | 9 968,8 | 9 788,5 | 10 077,3 |

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Всего, млн барр. н. э. | | | | | |
| Разведанные запасы по российской классификации | 262 123,0 | 264 311,8 | 257 500,6 | 256 316,6 | 254 036,4 |
| Доказанные | 133 487,3 | 132 688,6 | 130 390,4 | 127 544,2 | 126 130,0 |
| Вероятные | 37 927,7 | 40 571,5 | 45 334,4 | 48 577,7 | 50 971,0 |
| Доказанные и вероятные | 171 415,0 | 173 260,1 | 175 724,8 | 176 121,9 | 177 101,0 |

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э.

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

| | Природный газ, млрд м ³ | Газовый конденсат*, млн т | Нефть, млн т |
|--|---------------------------------------|------------------------------|-----------------|
| Запасы на 31.12.2016 г. | 36 443,9 | 1 534,9 | 2 078,5 |
| Прирост запасов за счет геологоразведки | 852,9 | 95,6 | 3,3 |
| Передача запасов, разведанных в 2017 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний | -46,4 | - | 1,2 |
| Получение лицензий, в т. ч.: | 12,8 | 1,9 | - |
| по факту открытия*** | - | - | - |
| по решению Правительства России без проведения конкурса | - | - | - |
| Сдача лицензий | -0,1 | - | - |
| Приобретение активов | - | - | - |
| Выбытие активов | - | - | -9,4 |
| Переоценка | -1 437,8 | -24,8 | 19,8 |
| Добыча (включая потери) | -469,9**** | -12,0 | -48,1 |
| Запасы на 31.12.2017 г. | 35 355,4 | 1 595,6 | 2 045,3 |
| Прирост запасов за счет геологоразведки | 796,6 | 21,8 | 19,4 |
| Передача запасов, разведанных в 2018 г., в нераспределенный фонд недр России** и на баланс других компаний, приобретение с баланса других компаний | -409,3 | -0,6 | -5,7 |
| Получение лицензий, в т. ч.: | - | - | 0,8 |
| по факту открытия*** | - | - | 0,8 |
| по решению Правительства России без проведения конкурса | - | - | - |
| Сдача лицензий | - | - | - |
| Приобретение активов | - | - | 0,1 |
| Выбытие активов | - | - | - |
| Переоценка | -49,6 | 0,1 | 3,1 |
| Добыча (включая потери) | -497,8**** | -12,5 | -47,3 |
| Запасы на 31.12.2018 г. | 35 195,3 | 1 604,4 | 2 015,7 |
| 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 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 |
| Запасы на 31.12.2019 г. | 34 899,0 | 1 569,7 | 2 005,7 |

* Изменение запасов газового конденсата за счет добычи отражается в пересчете на стабильный газовый конденсат (C₂). 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 | | | | |
|---|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Группа Газпром | | | | | |
| Месторождения | 2 | 2 | 4 | 3 | 4 |
| Залежи на ранее открытых месторождениях | 22 | 15 | 47 | 12 | 25 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Месторождения | – | – | 1 | 1 | 1 |
| Залежи на ранее открытых месторождениях | 6 | 3 | 5 | 3 | 2 |

Месторождения углеводородов, открытые Группой Газпром на территории Российской Федерации в 2015–2019 гг.



● **Газовые и газоконденсатные месторождения**

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

● **Нефтяные месторождения**

- 7 Рощинское
- 8 Новосамарское
- 9 Ягодное
- 10 Новозаринское
- 11 Им. А. Жагина
- 12 Западно-Чатылькинское
- 13 Тритон
- 14 Нептун

● **Метаноугольные месторождения**

- 15 Нарыкско-Осташкинское

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 |
|--------------|-------------------------------------|------------------------------|--|
| 2015 | Падинское | ГК | ЯНО |
| | Нарыкско-Осташкинское | Метаноугольное | Кемеровская область |
| 2016 | Западно-Чатылькинское | Н | ЯНО |
| | Новосамарское | Н | Оренбургская область |
| 2017 | Южно-Лунское | ГК | Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море |
| | Салаирское | ГК | Красноярский край |
| | Им. А. Жагина | Н | ХМАО — Югра |
| | Новозаринское | Н | Оренбургская область |
| 2018 | Нептун | Н | Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море |
| | Тритон | Н | Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море |
| | Ближненовопортовское | 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 |

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

Коэффициент восполнения разведанных запасов углеводородов Группы Газпром по российской классификации

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-------------------|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ | 1,27 | 1,10 | 1,82 | 1,60 | 1,11 |
| Газовый конденсат | 6,12 | 3,25 | 7,97 | 1,74 | 0,88 |
| Нефть | 0,47 | 0,41 | 0,07 | 0,41 | 0,61 |
| Всего | 1,32 | 1,08 | 1,81 | 1,49 | 1,06 |

Обеспеченность разведанными запасами углеводородов Группы Газпром по российской классификации, лет

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---------------|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ | 87 | 87 | 75 | 71 | 70 |
| Нефть | 47 | 44 | 43 | 43 | 42 |

Запасы природного газа Группы Газпром по стандартам PRMS на территории Российской Федерации, млрд м³
(с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции)

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 17 942,5 | 17 780,9 | 17 429,6 | 17 075,8 | 16 831,4 |
| Вероятные | 4 587,6 | 4 930,2 | 5 536,8 | 6 007,5 | 6 290,7 |
| Доказанные и вероятные | 22 530,1 | 22 711,1 | 22 966,4 | 23 083,3 | 23 122,1 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 239,5 | 243,0 | 288,2 | 322,3 | 389,1 |
| Вероятные | 182,1 | 183,0 | 210,5 | 212,2 | 259,5 |
| Доказанные и вероятные | 421,6 | 426,0 | 498,7 | 534,5 | 648,6 |
| ЗАО «Пургаз» | | | | | |
| Доказанные | 132,3 | 120,6 | 109,7 | 92,0 | 83,2 |
| Вероятные | 12,9 | 12,9 | 12,9 | 12,7 | 12,8 |
| Доказанные и вероятные | 145,2 | 133,5 | 122,6 | 104,7 | 96,0 |
| ОАО «Севернефтегазпром» | | | | | |
| Доказанные | 459,8 | 434,6 | 409,9 | 384,8 | 397,1 |
| Вероятные | 125,7 | 125,7 | 125,5 | 125,4 | 110,5 |
| Доказанные и вероятные | 585,5 | 560,3 | 535,4 | 510,2 | 507,6 |
| Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Доказанные | 18 774,1 | 18 579,1 | 18 237,4 | 17 874,9 | 17 700,8 |
| Вероятные | 4 908,3 | 5 251,8 | 5 885,7 | 6 357,8 | 6 673,5 |
| Доказанные и вероятные | 23 682,4 | 23 830,9 | 24 123,1 | 24 232,7 | 24 374,3 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром | | | | | |
| Доказанные | 17,1 | 17,4 | 16,0 | 15,5 | 14,3 |
| Вероятные | 5,5 | 6,8 | 7,5 | 6,9 | 6,9 |
| Доказанные и вероятные | 22,6 | 24,2 | 23,5 | 22,4 | 21,2 |
| Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Доказанные | 18 791,2 | 18 596,5 | 18 253,4 | 17 890,4 | 17 715,1 |
| Вероятные | 4 913,8 | 5 258,6 | 5 893,2 | 6 364,7 | 6 680,4 |
| Доказанные и вероятные | 23 705,0 | 23 855,1 | 24 146,6 | 24 255,1 | 24 395,5 |

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 | | | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 691,9 | 751,7 | 788,9 | 748,5 | 719,1 |
| Вероятные | 230,2 | 257,0 | 303,5 | 327,2 | 329,7 |
| Доказанные и вероятные | 922,1 | 1 008,7 | 1 092,4 | 1 075,7 | 1 048,8 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 7,6 | 7,5 | 8,8 | 11,2 | 11,1 |
| Вероятные | 3,6 | 2,7 | 4,5 | 3,3 | 3,3 |
| Доказанные и вероятные | 11,2 | 10,2 | 13,3 | 14,5 | 14,4 |
| Всего | | | | | |
| Доказанные | 699,5 | 759,2 | 797,7 | 759,7 | 730,2 |
| Вероятные | 233,8 | 259,7 | 308,0 | 330,5 | 333,0 |
| Доказанные и вероятные | 933,3 | 1 018,9 | 1 105,7 | 1 090,2 | 1 063,2 |

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 | | | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 44,7 | 44,6 | 16,5 | 17,2 | 22,0 |
| Вероятные | 35,0 | 35,0 | 46,5 | 46,7 | 58,1 |
| Доказанные и вероятные | 79,7 | 79,6 | 63,0 | 63,9 | 80,1 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | | | | | |
| Доказанные | 655,6 | 652,8 | 630,8 | 611,1 | 605,0 |
| Вероятные | 458,7 | 486,1 | 507,4 | 507,7 | 535,8 |
| Доказанные и вероятные | 1 114,3 | 1 138,9 | 1 138,2 | 1 118,8 | 1 140,8 |
| Всего без учета доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Доказанные | 700,3 | 697,4 | 647,3 | 628,3 | 627,0 |
| Вероятные | 493,7 | 521,1 | 553,9 | 554,4 | 593,9 |
| Доказанные и вероятные | 1 194,0 | 1 218,5 | 1 201,2 | 1 182,7 | 1 220,9 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром | | | | | |
| Доказанные | 92,4 | 92,1 | 89,5 | 84,0 | 80,5 |
| Вероятные | 69,0 | 68,1 | 69,3 | 68,7 | 73,4 |
| Доказанные и вероятные | 161,4 | 160,2 | 158,8 | 152,7 | 153,9 |
| Всего с учетом доли в запасах организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Доказанные | 792,7 | 789,5 | 736,8 | 712,3 | 707,5 |
| Вероятные | 562,7 | 589,2 | 623,2 | 623,1 | 667,3 |
| Доказанные и вероятные | 1 355,4 | 1 378,7 | 1 360,0 | 1 335,4 | 1 374,8 |

**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 | | | | |
|--|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млрд м³ | | | | | |
| Уральский ФО | 21 613,5 | 21 309,0 | 20 302,6 | 19 735,7 | 19 257,7 |
| Северо-Западный ФО | 85,1 | 307,3 | 319,3 | 318,6 | 315,1 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 2 985,3 | 2 973,1 | 2 961,1 | 2 948,2 | 2 924,6 |
| Приволжский ФО | 663,5 | 648,9 | 640,7 | 626,9 | 666,6 |
| Сибирский ФО | 1 971,6 | 2 103,3 | 2 102,1 | 2 094,2 | 2 080,5 |
| Дальневосточный ФО | 1 402,1 | 1 488,3 | 1 420,1 | 1 415,8 | 1 425,4 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 7 426,2 | 7 614,0 | 7 609,5 | 8 055,9 | 8 229,1 |
| Всего | 36 147,3 | 36 443,9 | 35 355,4 | 35 195,3 | 34 899,0 |
| Газовый конденсат, млн т | | | | | |
| Уральский ФО | 695,2 | 690,6 | 750,0 | 744,1 | 739,2 |
| Северо-Западный ФО | 20,5 | 31,3 | 33,1 | 33,0 | 32,3 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 444,7 | 441,9 | 439,0 | 436,0 | 432,4 |
| Приволжский ФО | 56,0 | 55,7 | 55,6 | 55,3 | 55,0 |
| Сибирский ФО | 92,3 | 97,0 | 96,9 | 96,0 | 94,6 |
| Дальневосточный ФО | 29,6 | 30,5 | 29,4 | 29,3 | 31,6 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 161,2 | 187,9 | 191,6 | 210,7 | 184,6 |
| Всего | 1 499,5 | 1 534,9 | 1 595,6 | 1 604,4 | 1 569,7 |
| Нефть, млн т | | | | | |
| Уральский ФО | 1 541,6 | 1 531,3 | 1 494,3 | 1 471,2 | 1 466,8 |
| Северо-Западный ФО | 5,6 | 19,8 | 20,3 | 20,3 | 19,5 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 8,0 | 7,9 | 7,8 | 7,7 | 7,8 |
| Приволжский ФО | 200,2 | 202,5 | 228,1 | 227,7 | 224,9 |
| Сибирский ФО | 205,0 | 201,3 | 199,6 | 187,4 | 188,4 |
| Дальневосточный ФО | 58,4 | 54,6 | 36,8 | 36,8 | 36,9 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 63,2 | 61,1 | 58,4 | 64,6 | 61,4 |
| Всего | 2 082,0 | 2 078,5 | 2 045,3 | 2 015,7 | 2 005,7 |

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

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

Метрические единицы

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|------------------------------------|----------------------------|-------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млрд м ³ | 1 035,5 | 999,1 | 1 003,8 | 1 146,7 | 1 064,0 |
| Газовый конденсат, млн т | 112,1 | 104,5 | 100,8 | 110,1 | 111,1 |
| Нефть, млн т | 566,9 | 571,5 | 578,3 | 592,0 | 588,6 |

Нефтяной эквивалент

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|------------------------------------|----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млн барр. н. э. | 6 720,4 | 6 484,2 | 6 514,7 | 7 442,1 | 6 905,4 |
| Газовый конденсат, млн барр. н. э. | 917,0 | 854,8 | 824,5 | 900,6 | 908,8 |
| Нефть, млн барр. н. э. | 4 155,4 | 4 189,1 | 4 238,9 | 4 339,4 | 4 314,4 |
| Всего, млн барр. н. э. | 11 792,8 | 11 528,1 | 11 578,1 | 12 682,1 | 12 128,6 |

Примечание. Группа Газпром осуществляет управленческий учет запасов и добычи углеводородов в метрических единицах измерения. В настоящем Справочнике пересчет объемов запасов газа из метрической системы в баррели нефтяного эквивалента выполнен исходя из соотношения 1 тыс. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э.

Лицензии

Лицензионные участки на территории Российской Федерации

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Группа Газпром | | | | | |
| Количество лицензий на право пользования участками недр с целью геологического изучения недр, поиска, разведки и добычи углеводородного сырья | 267 | 267 | 265 | 274 | 302 |
| Площадь лицензионных участков, тыс. км ² | 546,9 | 545,6 | 547,5 | 559,3 | 573,2 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | |
| Количество лицензий на право пользования участками недр с целью геологического изучения недр, поиска, разведки и добычи углеводородного сырья | 35 | 36 | 36 | 36 | 37 |
| Площадь лицензионных участков, тыс. км ² | 22,9 | 23,1 | 23,1 | 23,1 | 23,9 |

Распределение площади лицензионных участков на территории Российской Федерации по состоянию на 31 декабря 2019 г., тыс. км²

| Категория лицензии* | Уральский ФО | Северо-Западный ФО | Южный и Северо-Кавказский ФО | Приволжский ФО | Сибирский ФО | Дальневосточный ФО | Континентальный шельф Российской Федерации |
|---|--------------|--------------------|------------------------------|----------------|--------------|--------------------|--|
| Группа Газпром | | | | | | | |
| С целью поиска, разведки и добычи (НР) | 29,9 | – | 2,8 | 4,8 | 51,4 | – | 325,6 |
| С целью разведки и добычи (НЭ) | 67,8 | 1,5 | 5,4 | 3,0 | 20,7 | 12,6 | 11,8 |
| С целью геологического изучения недр (НП) | 20,5 | – | 0,3 | 2,4 | 11,0 | 1,7 | – |
| Всего | 118,2 | 1,5 | 8,5 | 10,2 | 83,1 | 14,3 | 337,4 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | | | |
| С целью поиска, разведки и добычи (НР) | 0,8 | – | – | – | – | – | – |
| С целью разведки и добычи (НЭ) | 4,1 | – | – | – | 18,9 | – | – |
| С целью геологического изучения недр (НП) | 0,1 | – | – | – | – | – | – |
| Всего | 5,0 | – | – | – | 18,9 | – | – |

* Категории лицензий указаны в соответствии с российским законодательством.

Лицензии на основные месторождения углеводородов по состоянию на 31 декабря 2019 г.

| Наименование месторождения | Год начала добычи | Общество — держатель лицензии | Доля Группы*, % | Тип месторождения** | Категория лицензии*** | Год истечения срока лицензии**** |
|--|-------------------|------------------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Группа Газпром | | | | | | |
| Западная Сибирь (Уральский ФО) | | | | | | |
| Уренгойское | 1978 | ООО «Газпром добыча Уренгой» | 100 % | НГК | НЭ | 2038 |
| Северо-Уренгойское | 1987 | | | НГК | НЭ | 2030 |
| Ен-Яхинское | 1985 | | | НГК | НЭ | 2038 |
| Песцовое | 2004 | | | НГК | НЭ | 2041 |
| Ямбургское | 1991 | ООО «Газпром добыча Ямбург» | 100 % | НГК | НЭ | 2054 |
| Заполярное | 2001 | | | НГК | НЭ | 2114 |
| 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) | – | 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 |

| Наименование месторождения | Год начала добычи | Общество – держатель лицензии | Доля Группы*, % | Тип месторождения** | Категория лицензии*** | Год истечения срока лицензии**** |
|---|-------------------|--------------------------------|-----------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Юг России (Южный ФО) | | | | | | |
| Астраханское | 1986 | ООО «Газпром добыча Астрахань» | 100 % | ГК | НЭ | 2222 |
| Западно-Астраханское | – | | | ГК | НР | 2029 |
| Южный Урал (Приволжский ФО) | | | | | | |
| Оренбургское | 1974 | ООО «Газпром добыча Оренбург» | 100 % | НГК | НЭ | 2038 |
| Восточный участок Оренбургского НГКМ | 1994 | ООО «Газпромнефть-Оренбург» | 100 % | НГК | НЭ | 2138 |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО) | | | | | | |
| 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 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | | | | | | |
| Штокмановское (включая западную часть) | – | ПАО «Газпром» | | ГК | НЭ | 2043 |
| Кириновское | 2013 | | | ГК | НЭ | 2028 |
| Южно-Кириновское | – | | | ГК | НР | 2039 |
| Южно-Лунское | – | | | ГК | НР | 2039 |
| Мынгинское | – | | | ГК | НР | 2039 |
| Ледовое | – | | | ГК | НЭ | 2033 |
| Русановское | – | | | ГК | НР | 2043 |
| Лудловское | – | | | Г | НР | 2043 |
| Ленинградское | – | | | ГК | НР | 2043 |
| Каменномысское-море | – | ООО «Газпром добыча Ямбург» | 100 % | Г | НЭ | 2057 |
| Северо-Каменномысское | – | | | ГК | НЭ | 2076 |
| 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**** |
|---|-------------------|---|-----------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | | | | | | |
| Западная Сибирь (Уральский ФО) | | | | | | |
| Западно-Салымское | 2004 | Salym Petroleum Development N.V. | 50 % | Н | НЭ | 2130 |
| Советское (ХМАО — Югра) | 1966 | АО «Томскнефть» ВНК | 50 % | Н | НЭ | 2145 |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО) | | | | | | |
| Крапивинское | 1984 | АО «Томскнефть» ВНК | 50 % | Н | НЭ | 2159 |
| Советское (Томская область) | 1966 | | | Н | НЭ | 2145 |
| Первомайское (Томская область) | 1981 | | | Н | НЭ | 2105 |
| Лугинецкое | 1982 | | | НГК | НЭ | 2098 |
| Ассоциированные организации и совместные предприятия | | | | | | |
| Западная Сибирь (Уральский ФО) | | | | | | |
| Восточно-Мессояхское | 2016 | АО «Мессояханефтегаз» | 50 % | НГК | НР | 2140 |
| Западно-Мессояхское | – | | | НГ | НР | 2027 |
| Северо-Парусовое | – | ООО «РусГазАльянс»***** | 50 % | НГК | НЭ | 2027 |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток (Сибирский и Дальневосточный ФО) | | | | | | |
| Курумбинское | 2018 | ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» | 50 % | НГК | НР | 2171 |
| Пильтун-Астохское | 1999 | Sakhalin Energy Investment Company Ltd. | 50 % | НГК | НР | 2021 |
| Лунское | 2009 | | + 1 акция | НГК | НР | 2021 |

* Суммарная доля Группы в уставном капитале объектов вложения, отраженная в консолидированной финансовой отчетности Группы Газпром по МСФО.

** Тип в соответствии с действующей 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 2019 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 | | | | |
|---|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млрд м ³ | 419,52 | 420,13 | 472,05 | 498,68 | 501,22 |
| Газовый конденсат, млн т | 15,34 | 15,85 | 15,94 | 15,93 | 16,71 |
| Нефть, млн т | 44,04 | 47,15 | 48,63 | 48,28 | 47,96 |

Нефтяной эквивалент

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млн барр. н. э. | 2 722,68 | 2 726,64 | 3 063,60 | 3 236,43 | 3 252,92 |
| Газовый конденсат, млн барр. н. э. | 125,48 | 129,65 | 130,39 | 130,31 | 136,69 |
| Нефть, млн барр. н. э. | 322,81 | 345,61 | 356,46 | 353,89 | 351,55 |
| Всего, млн барр. н. э. | 3 170,97 | 3 201,91 | 3 550,45 | 3 720,63 | 3 741,16 |

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. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э.

Среднесуточная добыча углеводородов Группой Газпром на территории Российской Федерации

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млн м ³ / сут. | 1 149,4 | 1 147,9 | 1 293,3 | 1 366,2 | 1 373,2 |
| Газовый конденсат, тыс. т / сут. | 42,0 | 43,3 | 43,7 | 43,7 | 45,8 |
| Нефть, тыс. т / сут. | 120,7 | 128,8 | 133,2 | 132,3 | 131,4 |

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 | | | | |
|----------------------------------|----------------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2014/2015 | 2015/2016 | 2016/2017 | 2017/2018 | 2018/2019 |
| Дата | 10.12.2014 | 22.10.2015 | 02.12.2016 | 23.02.2018 | 19.01.2019 |
| Объем добычи, млн м ³ | 1 456,9 | 1 555,7 | 1 535,6 | 1 512,6 | 1 538,6 |
| в т. ч. в зоне ЕСГ | 1 318,1 | 1 320,2 | 1 529,0 | 1 494,3 | 1 510,5 |

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 | | | | |
|--|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млрд м³ | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 368,20 | 368,60 | 419,72 | 444,99 | 445,09 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | 12,53 | 13,64 | 15,40 | 17,84 | 21,26 |
| ЗАО «Пургаз» | 12,70 | 11,74 | 10,82 | 9,64 | 8,72 |
| ОАО «Севернефтегазпром» | 25,05 | 25,12 | 25,04 | 25,13 | 25,07 |
| Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 418,48 | 419,10 | 470,98 | 497,60 | 500,14 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром | 1,04 | 1,03 | 1,07 | 1,08 | 1,08 |
| Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 419,52 | 420,13 | 472,05 | 498,68 | 501,22 |
| Газовый конденсат, млн т | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 15,31 | 15,83 | 15,92 | 15,90 | 16,67 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,04 |
| Всего | 15,34 | 15,85 | 15,94 | 15,93 | 16,71 |
| Нефть, млн т | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 1,74 | 1,55 | 1,50 | 1,45 | 1,67 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | 34,30 | 37,74 | 39,48 | 39,46 | 39,11 |
| Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 36,04 | 39,29 | 40,98 | 40,91 | 40,78 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром | 8,00 | 7,86 | 7,65 | 7,37 | 7,18 |
| Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 44,04 | 47,15 | 48,63 | 48,28 | 47,96 |

* С учетом объемов добычи ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», АО «Томсгазпром». 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.

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 | | | | |
|---|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млрд м³ | | | | | |
| Уральский ФО | 385,18 | 385,46 | 437,56 | 464,36 | 465,76 |
| Северо-Западный ФО | 2,14 | 2,06 | 2,02 | 1,89 | 1,99 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 11,15 | 11,28 | 11,58 | 11,94 | 12,22 |
| Приволжский ФО | 16,22 | 15,65 | 14,95 | 14,40 | 14,42 |
| Сибирский ФО | 3,82 | 4,55 | 4,88 | 4,91 | 4,86 |
| Дальневосточный ФО | 0,40 | 0,41 | 0,43 | 0,45 | 1,21 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 0,61 | 0,72 | 0,63 | 0,73 | 0,76 |
| Всего | 419,52 | 420,13 | 472,05 | 498,68 | 501,22 |
| Газовый конденсат, млн т | | | | | |
| Уральский ФО | 11,14 | 11,59 | 11,51 | 11,38 | 12,10 |
| Северо-Западный ФО | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,11 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 3,51 | 3,56 | 3,68 | 3,81 | 3,90 |
| Приволжский ФО | 0,15 | 0,14 | 0,12 | 0,12 | 0,13 |
| Сибирский ФО | 0,31 | 0,31 | 0,39 | 0,37 | 0,32 |
| Дальневосточный ФО | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,02 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 0,10 | 0,12 | 0,11 | 0,11 | 0,13 |
| Всего | 15,34 | 15,85 | 15,94 | 15,93 | 16,71 |
| Нефть, млн т | | | | | |
| Уральский ФО | 32,39 | 34,45 | 35,71 | 36,82 | 36,34 |
| Северо-Западный ФО | 0,04 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Южный и Северо-Кавказский ФО | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,12 |
| Приволжский ФО | 2,76 | 2,85 | 2,85 | 2,79 | 3,10 |
| Сибирский ФО | 7,87 | 7,58 | 7,32 | 5,38 | 5,24 |
| Дальневосточный ФО | 0,00 | – | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Континентальный шельф Российской Федерации | 0,89 | 2,15 | 2,64 | 3,19 | 3,14 |
| Всего | 44,04 | 47,15 | 48,63 | 48,28 | 47,96 |

Полезное использование ПНГ Группой Газпром на территории Российской Федерации

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Использование ПНГ, млрд м³ | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 1,87 | 1,79 | 1,64 | 1,57 | 1,66 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | 6,51 | 7,63 | 8,71 | 11,29 | 14,81 |
| Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 8,38 | 9,42 | 10,35 | 12,86 | 16,47 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции в доле, приходящейся на Группу Газпром | 1,05 | 1,03 | 1,07 | 1,08 | 1,08 |
| Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 9,43 | 10,45 | 11,42 | 13,94 | 17,55 |
| Уровень полезного использования ПНГ, % | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 95,6 | 97,8 | 98,4 | 98,1 | 98,5 |
| ПАО «Газпром нефть» и его дочерние общества | 79,6 | 79,2 | 76,2 | 78,4 | 89,0 |
| Всего без учета доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 82,7 | 82,2 | 79,0 | 80,4 | 89,9 |
| Организации, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции, в доле, приходящейся на Группу Газпром | 89,9 | 87,2 | 88,9 | 91,6 | 91,8 |
| Всего с учетом доли в добыче организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции | 83,5 | 82,7 | 79,8 | 81,8 | 90,1 |

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

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

Метрические единицы

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млрд м ³ | 25,55 | 27,21 | 27,04 | 26,92 | 26,86 |
| Газовый конденсат, млн т | 4,70 | 5,17 | 4,96 | 4,87 | 4,74 |
| Нефть, млн т | 9,59 | 9,93 | 10,91 | 11,22 | 11,77 |

Нефтяной эквивалент

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ, млн барр. н. э. | 165,82 | 176,59 | 175,49 | 174,71 | 174,32 |
| Газовый конденсат, млн барр. н. э. | 38,45 | 42,29 | 40,57 | 39,84 | 38,77 |
| Нефть, млн барр. н. э. | 70,29 | 72,79 | 79,97 | 82,24 | 86,27 |
| Всего, млн барр. н. э. | 274,56 | 291,67 | 296,03 | 296,79 | 299,36 |

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. м³ природного газа = 6,49 барр. н. э.

Геологоразведка, эксплуатационное бурение и промысловые мощности

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Разведочное бурение, тыс. м | 143,6 | 111,6 | 85,9 | 157,6 | 201,7 |
| Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед. | 43 | 40 | 36 | 25 | 41 |
| в т. ч. продуктивные | 38 | 34 | 31 | 20 | 39 |
| Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км | 0,3 | 1,1 | – | 5,7 | 15,0 |
| Сейсморазведка 3D, тыс. км ² | 20,0 | 20,6 | 18,7 | 9,5 | 7,9 |
| Прирост запасов углеводородов, млн барр. н. э. | 4 153,0 | 3 404,0 | 6 337,1 | 5 440,6 | 3 906,6 |
| Эффективность бурения, тыс. барр. н. э. / м | 28,9 | 30,5 | 73,8 | 34,5 | 19,4 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Разведочное бурение, тыс. м | 3,2 | 7,4 | 12,8 | 28,7 | 74,7 |
| Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед. | 1 | 2 | 4 | 8 | 18 |
| в т. ч. продуктивные | 1 | 1 | 4 | 5 | 14 |
| Сейсморазведка 2D, пог. км | – | – | – | – | – |
| Сейсморазведка 3D, км ² | 459 | 130 | 200 | 474 | 935 |

Эксплуатационное бурение Группы Газпром

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед. | | | | | |
| на газ | 73 | 64 | 116 | 114 | 176 |
| на нефть | 802 | 725 | 660 | 545 | 623 |
| на ПХГ | 27 | 13 | 4 | 9 | 15 |
| Всего | 902 | 802 | 780 | 668 | 814 |
| Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м | | | | | |
| на газ | 153,2 | 227,2 | 240,8 | 304,4 | 400,8 |
| на нефть | 3 163,0 | 2 735,8 | 2 559,5 | 2 202,6 | 2 811,7 |
| на ПХГ | 47,5 | 23,7 | 13,6 | 19,4 | 14,2 |
| Всего | 3 363,7 | 2 986,7 | 2 813,9 | 2 526,4 | 3 226,7 |

Эксплуатационное бурение организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Эксплуатационные скважины на нефть, законченные строительством, ед. | 206 | 231 | 236 | 208 | 206 |
| Объем проходки в эксплуатационном бурении на нефть, тыс. м | 789 | 785 | 784 | 749 | 744 |

Производственные мощности Группы Газпром в добыче углеводородов

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

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Месторождения в промышленной разработке, ед. | 135 | 136 | 136 | 138 | 144 |
| Газовые эксплуатационные скважины, ед. | 7 881 | 7 916 | 7 945 | 7 976 | 8 061 |
| действующие | 7 358 | 7 441 | 7 438 | 7 418 | 7 438 |
| Нефтяные эксплуатационные скважины, ед. | 9 058 | 9 316 | 7 944 | 9 106 | 8 393 |
| действующие | 8 461 | 8 681 | 7 358 | 8 489 | 7 752 |
| Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед. | 170 | 171 | 169 | 170 | 171 |
| Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед. | 53 | 58 | 60 | 62 | 64 |
| Установленная мощность ДКС, МВт | 5 080,3 | 5 669,8 | 5 865,9 | 6 135,3 | 6 379,3 |

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

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Месторождения в промышленной разработке, ед. | 41 | 42 | 41 | 38 | 39 |
| Газовые эксплуатационные скважины, ед. | 7 | 7 | 7 | 4 | 4 |
| действующие | 3 | 3 | 1 | 4 | 4 |
| Нефтяные эксплуатационные скважины, ед. | 3 768 | 3 733 | 3 810 | 3 866 | 3 819 |
| действующие | 3 163 | 3 379 | 3 472 | 3 534 | 3 516 |

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 31.12.2019 г.) |
|---|---|--|--------------------------|----------------------------------|---|
| Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь) | | | | | |
| Надынский участок Медвежьего месторождения | Расположен в Пуровском районе ЯНАО на площади Медвежьего месторождения. | 2,2 млрд м ³ газа | 2011 г. | 2022–2024 гг. | На месторождении ведется добыча газа из апт-альбских залежей. По объекту «Обустройство берриас-валанжинских отложений Надынского участка Медвежьего НГКМ» решением ПАО «Газпром» утверждена проектная документация. |
| Уренгойское (ачимовские залежи) | Залежи расположены в Пуровском районе ЯНАО. Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков. | | | | |
| Участок 1 | | 9,6 млрд м ³ 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 ³ газа и 3,36 млн т нестабильного конденсата | 2009 г. | 2021–2024 гг. | Завершено проектирование дообустройства на полное развитие. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Рабочая документация разработана в полном объеме. Завершено расширение УКПГ-21. Выполняются строительно-монтажные работы на УКПГ-22. |
| Участки 4–5 | | 15,5 млрд м ³ газа | 2020 г. | 2027–2030 гг. | Завершено проектирование по участку 4 (1-й этап) и участку 5. Получено решение ПАО «Газпром» об утверждении проектной документации. Рабочая документация разработана в полном объеме. Выполнена инженерная подготовка объектов инфраструктуры. Завершена отсыпка кустовых площадок и автодорог к ним. Выполняется монтаж металлоконструкций и каркасов зданий, монтаж технологического оборудования на УКПГ-41, УКПГ-51. Завершен монтаж линий внешнего энергоснабжения и трансформаторных подстанций участков 4А и 5А. Выполняются работы по строительству скважин. Оператором проекта является ООО «Ачим Девелопмент» — СП ПАО «Газпром» и компании Wintershall Dea GmbH (25,01 % уставного капитала). В июне 2019 г. между ПАО «Газпром» и OMV AG подписан договор о внесении изменений в Основополагающее соглашение о продаже активов от 2018 г., в соответствии с которым финальное закрытие сделки по приобретению компанией OMV AG доли в проекте в размере 24,98 % запланировано на 2020 г. ¹ |

¹ В марте 2020 г. стороны подписали Договор о внесении изменений в Основополагающее соглашение о продаже активов. Документ, в частности, предусматривает продление переговоров для подготовки финального соглашения по сделке до июня 2022 г.

| Наименование месторождения | Описание | Годовая проектная мощность | Год ввода в эксплуатацию | Год выхода на проектную мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--|--|--------------------------|--|--|
| Нефтяные оторочки Ен-Яхинского и Песцового месторождений, нефтяные залежи Западно-Таркосалинского месторождения* | Расположены в Пуровском районе ЯНАО. | 1,8 млн т жидких углеводородов | 2021 г. | 2021–2022 гг. | В соответствии с проектами разработки Ен-Яхинского, Западно-Таркосалинского и Песцового месторождений в 2019 г. начата добыча нефти. По всем проектам завершены опытно-промышленные работы, проведены инженерные изыскания, утверждены основные технические решения, разработана проектная документация на полномасштабную разработку. По проектам разработки нефтяных оторочек Ен-Яхинского и Песцового месторождений начаты строительные-монтажные работы. Кроме того, в рамках проекта разработки нефтяных оторочек Ен-Яхинского месторождения ведется строительство напорного нефтепровода внешнего транспорта до мощностей ООО «Газпром переработка», обеспечивающих транспортировку жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона. По проекту разработки нефтяных оторочек Западно-Таркосалинского месторождения ведется инженерная подготовка кустовых площадок. |
| Ачимовские нефтяные залежи Ямбургского месторождения* | Расположены в Тазовском и Надымском районах ЯНАО. | 8 млн т нефти | 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. В 2019 г. ПАО «Газпром нефть» и правительством ЯНАО подписан меморандум о взаимопонимании по вопросам создания технологического центра по разработке ачимовских отложений. |
| Полуостров Ямал и прилегающие акватории | | | | | |
| Бованенковское месторождение | Самое крупное по разведанным запасам месторождение полуострова Ямал, расположенное в центральной части и наиболее изученное. | 115 млрд м ³ газа | 2012 г. | 2021 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 ³ в год; 8 ДЭС мощностью 820 МВт; 536 эксплуатационных газовых скважин. Продолжаются работы по строительству. |
| неком-юрские залежи* | | 25 млрд м ³ газа и 2,3 млн т жидких углеводородов | 2025–2027 гг. | 2030–2032 гг. | Ведется доразведка месторождения. |
| Новопортовское | Расположено в юго-восточной части полуострова Ямал, характеризующейся отсутствием инфраструктуры. | 8,5 млн т нефти | 2016 г. | 2020 г. | Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Завершено формирование логистической схемы круглогодичного отгрузки и транспортировки нефти с Новопортовского месторождения. Финальным этапом проекта стали поставка на дежурство в Обской губе ледокола «Андрей Вилькицкий» и начало работы первой в мире цифровой системы управления арктической логистики «Капитан». Ведется 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 31.12.2019 г.) |
|--|--|------------------------------|--|----------------------------------|--|
| Поволжье | | | | | |
| Астраханское | Расположено в дельте р. Волга. Способно обеспечить годовую добычу в 50–60 млрд м ³ . Добыча поддерживается на уровне 12 млрд м ³ в год в основном экологическими ограничениями, а также необходимостью использования дорогостоящих технологий. | | 1986 г. | | На месторождении ведется добыча газа. Рассматривается возможность разработки месторождения с использованием технологии закачки кислых газов в пласт, которая позволит существенно уменьшить количество вредных выбросов и исключить проблему утилизации попутной серы. |
| Волго-Уральский регион | | | | | |
| 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 2019 г. введены все объекты КС ТЛ-4. |
| Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации | | | | | |
| Приразломное | Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Печорском море в 55 км от поселка Варандей, в 240 км от речного порта Нарьян-Мар (р. Печора) и в 980 км от морского порта Мурманск. Глубина моря в пределах площади месторождения не превышает 17–20 м. | 4,2 млн т нефти | 2013 г. | 2024 г. | Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Всего проект освоения месторождения предусматривает ввод в эксплуатацию 32 скважин. |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток | | | | | |
| Чаяндинское | Расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия). | 25 млрд м ³ газа | 2019 г. | 2024 г. | В 2019 г. на месторождении началась добыча газа: введена в эксплуатацию УКПГ-3 производительностью 12,5 млрд м ³ газа в год, ДКС мощностью 100 МВт, 69 эксплуатационных скважин. Продолжается освоение месторождения — обустраиваются кусты газовых скважин, прокладываются газосборные коллекторы, сооружаются объекты энергоснабжения, базы эксплуатации и сервисного обслуживания, на основных объектах обустройства месторождения ведутся пусконаладочные работы. |
| | | 1,9 млн т нефти | 2014 г. (ввод в опытно-промышленную эксплуатацию) | 2020 г. | Завершены опытно-промышленные работы. В 2019 г. введена в эксплуатацию установка подготовки нефти производительностью 131 тыс. т в год. Проведены инженерные изыскания, утверждены основные технические решения, разработана проектная документация на полномасштабную разработку. |
| Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море | | | | | |
| Кириновое | Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3». | 5,5 млрд м ³ газа | 2014 г. | 2023–2024 гг. | На месторождении ведется добыча газа. Проектная документация по объектам расширения Кириновского ГКМ утверждена решением ПАО «Газпром». Проектный уровень добычи газа на месторождении будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из семи скважин, строительство которых завершено. По состоянию на 31 декабря 2019 г. в эксплуатации находятся две скважины. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу 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 31.12.2019 г.) |
|--|--|--|---|----------------------------------|--|
| Полуостров Ямал и прилегающие акватории | | | | | |
| Харасавэйское | Вводится в разработку после выхода на проектную производительность Бованенковского месторождения. | | | | Планируется утверждение Дополнения к технологической схеме разработки месторождения. Документы переданы в Центральную комиссию по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации Роснедр. |
| сеноман-аптские залежи | | 32 млрд м ³ газа | 2023 г. | 2025 г. | Проектная документация по объектам «Обустройство сеноман-аптских залежей Харасавэйского ГКМ» и «Обустройство сеноман-аптских залежей Харасавэйского ГКМ. Газопровод подключения Харасавэйского ГКМ» утверждена решением ПАО «Газпром». Начаты строительно-монтажные работы на первоочередных объектах. |
| неоком-юрские залежи* | | 24,5 млрд м ³ газа и 1,9 млн т жидких углеводородов | 2026 г. | 2029 г. | Ведется доразведка месторождения. |
| Крузенштернское | Входит в Бованенковскую группу месторождений. | 33 млрд м ³ газа | 2028 г. | 2032–2033 гг. | Выполняется подготовка проектного технического документа на разработку. |
| Континентальный шельф Арктической зоны Российской Федерации | | | | | |
| Штокмановское | Расположено в центральной части Баренцева моря к северо-западу от архипелага Новая Земля и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманска. Поставки газа планируются как по Единой системе газоснабжения (ЕСГ), так и в виде сжиженного природного газа (СПГ) на удаленные рынки. | 71,7 млрд м ³ газа с возможностью увеличения до 95 млрд м ³ газа | Будут определены по результатам корректировки Обоснования инвестиций. | | Осуществляется корректировка Обоснования инвестиций в комплексное освоение Штокмановского ГКМ. |
| Обская и Тазовская губы | | | | | |
| Каменномысское-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 ³ газа | 2025–2027 гг. | 2027–2029 гг. | Проектирование обустройства месторождения завершено. Проектная документация проходит необходимые экспертизы. Выполняется подготовка Дополнения к технологическому проекту разработки. |
| Северо-Каменномысское | | 14,5 млрд м ³ газа | 2027–2029 гг. | 2032–2033 гг. | Утверждены задание на проектирование и технические требования. Начато проектирование обустройства месторождения. |
| ХМАО — Югра | | | | | |
| Месторождение им. А. Жагерина | Расположено в Кондинском районе ХМАО —Югры. | 6,4 млн т нефти | 2020 г. | 2022 г. | Выполнены сейсморазведочные работы 3D, пробурено шесть поисково-разведочных скважин. По результатам зимней отработки скважин извлекаемые запасы месторождения увеличились в три раза. Построен и введен в эксплуатацию напорный нефтепровод. |

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

| Наименование месторождения (лицензионного участка) | Описание | Годовая проектная мощность | Год ввода в эксплуатацию | Год выхода на проектную мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|---|---------------------------------|--------------------------|----------------------------------|--|
| Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь) | | | | | |
| Южно-Новопортовский и Суворовый лицензионный участки | Лицензионные участки примыкают к Новопортовскому месторождению, а также Южно-Каменномысскому лицензионному участку. | 2,5 млн т нефти | 2026 г. | 2032 г. | На Южно-Новопортовском лицензионном участке выполнены сейсморазведочные работы 2D. На Суворовом лицензионном участке полевые сейсморазведочные работы 2D выполнены в сезон 2019–2020 гг. Расширен периметр проекта: получен доступ к Хамбейскому лицензионному участку. |
| Тазовское | Расположено в Тазовском районе ЯНАО. | 2 млн т нефти | 2021 г. | 2023 г. | Пройдена государственная экспертиза и начато строительство объектов наземной инфраструктуры. Завершено изготовление и поставка блочно-модульной установки подготовки нефти. Пробурено пять эксплуатационных высокотехнологичных скважин. |
| Меретояхинское | Расположено в Надымском районе ЯНАО в 135 км на юго-восток от г. Надыма. | 2,1 млн т нефти | 2025 г. | 2027 г. | Пробурена скважина, подтверждающая техническую возможность закачки ПНГ в пласты с низкой проницаемостью в смежающемся 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 м³ газа и 5 млн т нефти | 2026 г. | 2027 г. | Начаты работы по инженерной подготовке площадки для бурения и мобилизации буровой установки. |
| Гыданский полуостров | | | | | |
| 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. | 19,9 млн т нефти | 2027 г. | 2037 г. | Выполнена мобилизация материально-технических ресурсов (МТР) и сервисных компаний для проведения сейсморазведки и бурения первой поисковой скважины. В конце 2019 г. начаты полевые сейсморазведочные работы 2D. Организована база хранения МТР, подготовлен зимний проезд к площадке бурения. Подписано соглашение о намерениях с Repsol и Shell о создании совместного предприятия для реализации проекта. |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток | | | | | |
| Оморинское, Камовское и Салаирское месторождения в пределах Оморинского лицензионного участка | Лицензионный участок расположен в пределах Байкильской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в Красноярском крае. | 2,2 млн т нефти | 2026 г. | 2032 г. | Начаты камеральные работы по разработке сейсмогеологической модели участка. |
| Ковыктинское | Расположено в Жигаловском и Казачинском-Ленском районах Иркутской области. | 25 млрд м³ газа | 2022 г. | 2025 г. | Месторождение находится в завершающей стадии опытно-промышленной эксплуатации. Начаты работы по обустройству и мобилизации буровых установок для строительства скважин. Ведутся геолого-разведочные работы (ГРР), проводятся исследования добычных возможностей имеющегося фонда эксплуатационных скважин. |

| Наименование месторождения (лицензионного участка) | Описание | Годовая проектная мощность | Год ввода в эксплуатацию | Год выхода на проектную мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|--|-----------------------------|--------------------------|----------------------------------|--|
| Чонская группа месторождений (Игarkaинское, Вакунайское, Северо-Вакунайское, Тымлукчанское и Верхнечонское) | Месторождения расположены в Катангомском районе Иркутской области и Ленском районе Республики Саха (Якутия), в 120–140 км восточнее районного центра с. Ербогачен. | 2,2 млн т нефти | 2024 г. | 2030 г. | Пробурены две поисково-оценочные и одна горизонтальная эксплуатационная скважины. Получены среднесуточные дебиты выше плановых. |
| Континентальный шельф Российской Федерации в Охотском море | | | | | |
| Южно-Киринское | Расположено на континентальном шельфе Российской Федерации в Охотском море северо-восточнее о. Сахалин. Разработка месторождения является составной частью проекта «Сахалин-3». | 21 млрд м ³ газа | 2023–2024 гг. | 2029–2032 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. К концу 2019 г. завершено бурение восьми эксплуатационных газоконденсатных скважин до кровли продуктивного пласта. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

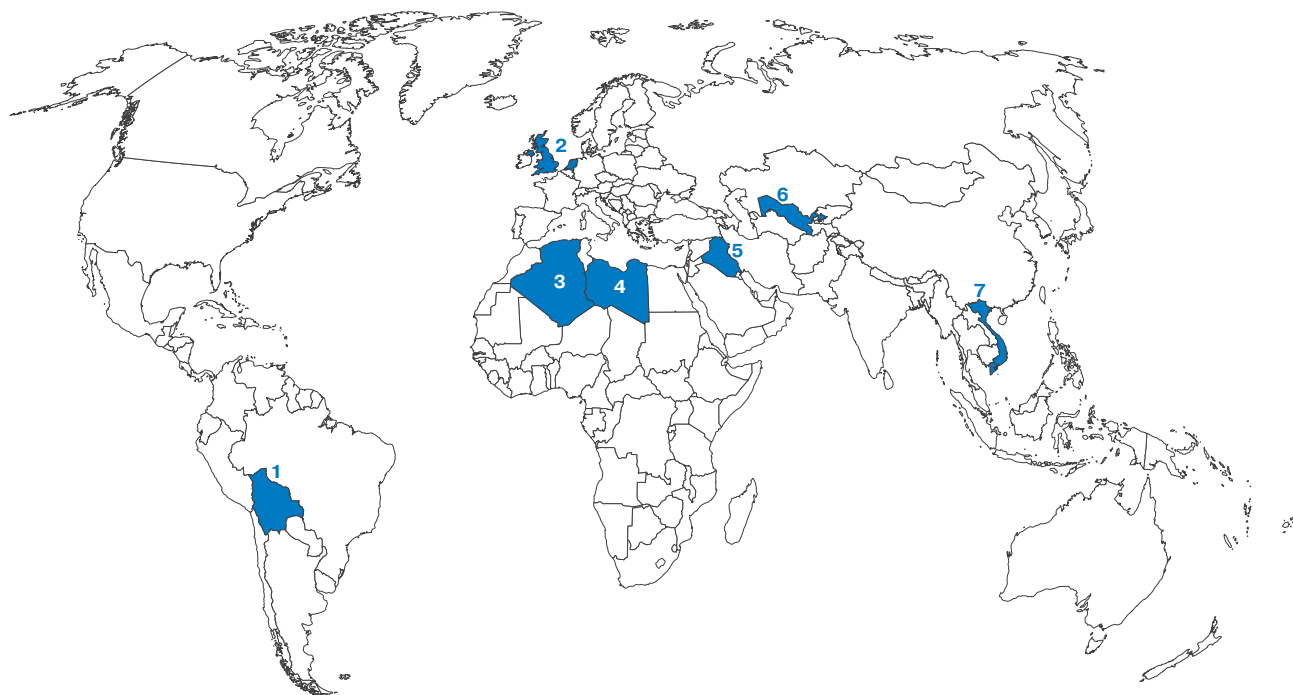
Месторождения совместных предприятий Группы Газпром

| Наименование месторождения | Описание | Партнер | Годовая проектная мощность | Год ввода в эксплуатацию | Год выхода на проектную мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--|--------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------------|---|
| Гыданский полуостров | | | | | | |
| Восточно-Мессояхское месторождение | Находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазосносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова, относится к категории крупнейших по величине разведанных запасов. | ПАО «НК «Роснефть» | 6,0 млн т нефти | 2016 г. | 2022 г. | Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Начаты строительные-монтажные работы по инфраструктурным объектам утилизации ПНГ путем обратной закачки газа в пласт. |
| ХМАО — Югра | | | | | | |
| Месторождение им. Эрвье (Оурьинское) | Расположено на границе ХМАО — Югры и Свердловской области. | Repsol | 2,6 млн т нефти | 2024 г. | 2026 г. | Завершена опытно-промышленная разработка трех скважин. Получена лицензия на пользование участком недр Свердловский-4. |
| Восточная Сибирь и Дальний Восток | | | | | | |
| Куомбинское | Расположено в Байkitском муниципальном образовании Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Район характеризуется труднодоступностью и отсутствием дорог круглогодичного действия. | ПАО «НК «Роснефть» | 5,0 млн т нефти | 2018 г. | 2028 г. | Ведется добыча нефти и эксплуатационное бурение. Выполняются работы по поиску точки утилизации ПНГ. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 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



| | | | |
|---|---|--|--|
| <p>1 Боливия</p> <ul style="list-style-type: none"> Лицензионный блок Асеро Лицензионные блоки Ипати, Акио | <p>2 Великобритания и Нидерланды</p> <ul style="list-style-type: none"> Месторождения Винчелси, Силлиманит Месторождение Вингейт | <p>3 Алжир</p> <ul style="list-style-type: none"> Лицензионный участок Эль-Ассель | <p>4 Ливия</p> <ul style="list-style-type: none"> Лицензионные участки № 19 и № 64 |
| <p>5 Ирак</p> <ul style="list-style-type: none"> Месторождение Бадра, месторождение Саркала (блок Гармиан, Курдистан) Блок Шакал (Курдистан) | <p>6 Узбекистан</p> <ul style="list-style-type: none"> Месторождение Джел Месторождение Шахпахты | <p>7 Вьетнам</p> <ul style="list-style-type: none"> Блоки № 112 (с учетом расширения), № 129–132 Месторождения Мок Тинь и Хай Тхат в акватории Южно-Китайского моря | |
| <ul style="list-style-type: none"> Поиск и разведка углеводородов Добыча нефти Добыча газа | | | |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Основные показатели ГРП Группы Газпром на углеводороды на территории зарубежных стран

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Разведочное бурение, тыс. м | 28,3 | 9,7 | 18,4 | 21,9 | 18,6 |
| Законченные строительством поисково-разведочные скважины, ед. | 4 | 8 | 8 | 10 | 7 |
| в т. ч. продуктивные | 2 | 7 | 5 | 9 | 7 |
| Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км | – | 1,5 | – | – | – |
| Сейсморазведка 3D, тыс. км ² | 1,4 | 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 | | | | |
|--|----------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Месторождения в промышленной разработке, ед. | 53 | 47 | 48 | 47 | 48 |
| Газовые эксплуатационные скважины, ед. | 168 | 172 | 163 | 243 | 249 |
| в т. ч. действующие | 74 | 81 | 81 | 126 | 129 |
| Нефтяные эксплуатационные скважины, ед. | 963 | 931 | 946 | 887 | 908 |
| в т. ч. действующие | 661 | 681 | 737 | 734 | 757 |

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 | | | | |
|---|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Эксплуатационные скважины, законченные строительством, ед. | | | | | |
| на газ | – | 2 | – | 4 | 2 |
| на нефть | 35 | 38 | 51 | 46 | 38 |
| Всего | 35 | 40 | 51 | 50 | 40 |
| Объем проходки в эксплуатационном бурении, тыс. м | | | | | |
| на газ | – | 1,6 | 2,1 | 5,0 | 2,8 |
| на нефть | 75,0 | 40,9 | 67,5 | 61,5 | 68,1 |
| Всего | 75,0 | 42,5 | 69,6 | 66,5 | 70,9 |

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 Группой Газпром на территории зарубежных стран

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млн м ³ | 415 | 428 | 408 | 393 | 364 |
| Попутный газ, млн м ³ | 158 | 133 | 115 | 96 | 101 |
| Газовый конденсат, тыс. т | 31 | 33 | 35 | 6 | 6 |
| Нефть, тыс. т | 1 086 | 986 | 933 | 910 | 888 |

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 | | | | |
|---|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ, млн м³ | | | | | |
| Вингейт | 877 | 686 | 436 | 300 | 189 |
| Мок Тинь и Хай Тхатъ | 1 884 | 2 142 | 2 099 | 2 350 | 2 193 |
| Шахпахты | 357 | 363 | 312 | 272 | 202 |
| Инкауаси | – | 740 | 2 519 | 2 579 | 2 608 |
| Попутный газ, млн м³ | | | | | |
| Бадра | 7 | 14 | 208 | 777 | 724 |
| Газовый конденсат, тыс. т | | | | | |
| Вингейт | 5 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| Мок Тинь и Хай Тхатъ | 436 | 573 | 469 | 397 | 349 |
| Инкауаси | – | 75 | 270 | 280 | 290 |
| Нефть, тыс. т | | | | | |
| Бадра | 1 383 | 2 575 | 3 787 | 3 980 | 2 902 |
| Саркала | 219 | 193 | 370 | 935 | 1 451 |

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 31.12.2019 г.) |
|--|--------------------|---------------------------------------|--|--|
| Разведка и разработка углеводородов на участке Эль-Ассель, расположенном в геологическом бассейне Беркин на востоке Алжира в пустыне Сахара. | 2009 г. | ■ | Реализуется на условиях Соглашения о совместных ГПП и добыче углеводородов, доля участия Группы Газпром — 49 %. Партнер — алжирская государственная нефтегазовая компания Sonatrach. Заказчик работ — Алжирское национальное агентство по развитию углеводородных ресурсов (ALNAFT). | Обязательства по I, II и III фазам ГПП выполнены. Подготовлены планы разработки месторождений ZERN, ZER, RSH и RSHN. Проект RSH и RSHN находится в стадии ГПП в режиме удержания до подачи заявления о коммерческой значимости месторождений. Ведется работа по переработке и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ, а также по корректировке Планов разработки месторождений RSH и RSHN. В связи с недостижением требуемых показателей эффективности проекта по результатам ГПП осуществлен возврат лицензий месторождений ZER, ZERN алжирскому государству. |

Боливия

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| Разведка и разработка углеводородного сырья на блоке Асеро. | 2013 г. | – | Реализуется на условиях Сервисного контракта по предоставлению нефтедобывающих услуг по разведке и добыче. Группа Газпром финансирует 50 % расходов по проекту на этапе ГРП. Доля Группы на этапе разработки составит 22,5 %. Партнеры: боливийская государственная нефтегазовая компания YPFB — 55 %, Total EP Bolivie S.A. (оператор) — 22,5 %. | Выполнены геологическая съемка, переобработка и переинтерпретация геофизических данных. Проводится бурение поисковой скважины Ньянкауасу-1 (пробурено 3 365 м). |

Великобритания

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| Разведка на лицензионных участках P1902 (блок 44/23с) и P1903 (блоки 44/23d и 44/24с) континентального шельфа Великобритании. | 2012 г. | – | Реализуется на условиях Соглашения о совместной деятельности. Группа Газпром финансирует 20 % расходов по проекту. Партнеры: Wintershall Noordzee B.V.* (оператор) — 49,5 %, XTO UK — 15,5 %, Gas Union — 15,0 %. | Закончены строительством поисковые скважины 44/23g-14 (Винчелси-1) и 44/23g-15 (Винчелси-2). Открыто одноименное месторождение. В связи с недостижением показателей эффективности проекта участниками проекта принято решение о приостановке развития проекта и сдаче лицензий. |

* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2019 г. составляла 50 %.

Вьетнам

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|--------------------|---------------------------------------|---|--|
| Поиск и разведка углеводородов на блоке № 112 (с учетом расширения) в акватории Южно-Китайского моря. | 2000 г. | ■ | Реализуется на условиях Соглашения о разделе продукции (СРП). Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром». | В предыдущие годы минимальные обязательства по трем фазам ГРП на блоке № 112 выполнены в полном объеме, открыты ГКМ Бао Ванг (2007 г.) и Бао Ден (2009 г.). Подготовлен отчет по оценке и концепции разработки месторождения Бао Ванг. Подготовлено дополнение к актуализированному технико-экономическому обоснованию (ТЭО) интегрированного проекта «Электростанция — месторождение Бао Ванг». Инициирован процесс продления фазы ГРП на три года (до 31 декабря 2022 г.). |
| Поиск и разведка углеводородов на блоках № 129–132 в акватории Южно-Китайского моря. | 2008 г. | ■ | Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту на этапе ГРП. На этапе разработки доля Группы составит 50 %. Партнеры: Petrovietnam, Petrovietnam Exploration & Production Corporation. Оператор — совместная операционная компания «Вьетгазпром». | В пределах блоков № 130 и № 131 в 2015–2016 гг. закончены строительством две поисковых скважины на «глубокой воде». По результатам поискового бурения открыто месторождение Тхан Биен (2015 г.). Завершена переобработка и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выполнена актуализация программы поисково-разведочных работ и ТЭО проекта. |

Ирак

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| Разведка и разработка углеводородного сырья на блоке Шакал в Курдистане. | 2012 г. | ■ | Реализуется на условиях СРП. Группа Газпром финансирует 100 % расходов по проекту. На этапе разработки доля Группы Газпром составит 80 %. | Проведен капитальный ремонт, кислотная обработка и испытание скважины Шакал-1, обновлена геологическая концепция блока. |

Казахстан и Россия

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--------------------|---------------------------------------|--|--|
| Освоение трансграничного месторождения Центральное на континентальном шельфе в Каспийском море (совместный проект Российской Федерации и Республики Казахстан). Месторождение открыто в 2008 г. в ходе реализации с участием Группы проекта поиска и разведки углеводородных ресурсов геологической структуры Центральная. | 2013 г. | – | Реализуется в соответствии с Соглашением о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование. С российской стороны участником проекта является ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (создано на паритетных условиях ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром»), с казахстанской стороны — АО НК «КазМунайГаз». | В сентябре 2016 г. ООО «Нефтегазовая компания Центральная» получило лицензию на геологическое изучение и добычу углеводородов на Центральном месторождении сроком на 27 лет. В 2019 г. выполнены работы по переработке и переинтерпретации материалов ранее выполненных на месторождении сейсморазведочных работ 3D. |

Ливия

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Наличие у Группы операторских функций | Условия участия Группы в проекте | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 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 ГРП. | Сохраняется режим форс-мажора по соответствующим СРРП. |

43 **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 31.12.2019 г.) |
|---|--------------------|--|---------------------------------------|--|--------------------------|----------------------------|--|
| Разведка и разработка углеводородного сырья на блоках Ипати и Акио на условиях Операционного контракта. В соответствии с законодательством Боливии все добытые углеводороды принадлежат YPF, участники проекта получают вознаграждение в соответствующем объеме. Оператор — Total EP Bolivia S.A | 2010 г. | В 2011 г. открыто месторождение Инкауа-си, расположенное на блоках Ипати и Акио. | — | Группа Газпром — 20 %, Total EP Bolivia S.A. — 50 %, TesPetrol — 20 %, YPF Shako — 10 %. | 2016 г. | 4,0 млрд м ³ | В августе 2016 г. месторождение введено в эксплуатацию, в ноябре достигнут выход добычи на целевые показатели в 6,5 млн м ³ газа в сутки. Осуществлено расширение пропускной способности УКПГ до 11,0 млн м ³ газа в сутки. Закончено строительство скважины ICS-5, подключена ранее пробуренная скважина ICS-3. Проводятся работы по подключению к магистральному трубопроводу Санта-Круз — Якуиба (GSCY) и расширению парка хранения конденсата. 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 31.12.2019 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 ³ газа | Всего пробурено шесть эксплуатационных скважин, добыча ведется из трех эксплуатационных скважин. Месторождение планируется к закрытию в 2026 г. |

* Доля Группы Газпром в организации по состоянию на 31 декабря 2019 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 31.12.2019 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 проведена 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. | 0,7 млрд м ³ газа | Между участниками проекта подписано соглашение об унитаризации месторождения, по которому доля Группы Газпром составляет 19,9 %. Кроме того, подписано межгосударственное соглашение о разработке и налогообложении месторождения Силлиманит. Осуществлено строительство платформ D12-B, трубопровода, модификация приемного узла платформы D15-A, а также строительство первой скважины D12-B1. |
| 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 2019 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 31.12.2019 г.) |
|--|--------------------|--|---------------------------------------|---|--------------------------|------------------------------|--|
| Добыча углеводородов на месторождениях Мок Тинь и Хай Тхат в акватории Южно-Китайского моря на условиях СРП. Оператор — операционная компания Bien Dong. | 2012 г. | Группа Газпром стала участником проекта на стадии подготовки открытых месторождений к разработке | — | Группа Газпром — 49 %, Petrovietnam — 51 %. | 2013 г. | 2,0 млрд м ³ газа | В 2016 г. месторождения выведены на проектную мощность. Продолжается промышленная добыча газа и газового конденсата с сохранением объемов добычи газа на уровне не менее 2 млрд м ³ в год в соответствии с планом разработки месторождений. |

| Наименование, цель и описание проекта | Год начала проекта | Результаты геолого-разведочной фазы проекта | Наличие у Группы операторских функций | Доля участия партнеров в проекте | Год ввода в эксплуатацию | Годовая проектная мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 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 %, Petropas — 15 %, ТРАО — 7,5 %, Правительство Ирака (представлено компанией Oil Exploration Company) — 25 %. | 2014 г. | 5,7 млн т нефти | Предложена ревизия плана разработки месторождения для вовлечения слабодренлируемых запасов нефти посредством зарезки боковых стволов и бурения горизонтальных скважин. |
| Добыча углеводородов на блоке Гармиан на условиях СРП. Оператор — Gazprom Neft Middle East B.V. | 2012 г. | В пределах блока открыто месторождение Саркала. | ■ | Группа Газпром — 40 %, Western Zagros — 40 %, Региональное правительство Курдистана — 20 %. | 2015 г. | 1,45 млн т нефти | Добыча нефти на месторождении Саркала в 2019 г. достигла 35 тыс. барр. нефти / сут. за счет ввода в эксплуатацию третьей скважины и завершения в 2018 г. расширения инфраструктуры по подготовке 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 31.12.2019 г.) |
|---|--------------------|---|---------------------------------------|---|--------------------------|--|---|
| <p>Восстановление инфраструктуры месторождения Шахпахты в Успенском регионе Республики Узбекистан и доработка остаточных запасов газа на условиях СРП. Расходы возмещаются поставкой природного газа. Оставшийся после возмещения затрат газ распределяется между участниками СРП согласно долям.</p> <p>Оператор — ООО «Зарубежнефтегаз — ГПД Центральная Азия» (создано Gas Project Development Central Asia AG и АО «Газпром зарубежнефтегаз» на паритетной основе).</p> | 2004 г. | X | ■ | <p>Представляющий Группу Газпром консорциум в составе дочернего общества АО «Газпром зарубежнефтегаз» (5 %) и совместного предприятия Gas Project Development Central Asia AG (95 %) — 50 %, АО «Узбекнефтегаз» — 50 %.</p> | X | X | <p>Ведется добыча газа и осуществляются мероприятия по интенсификации добычи. В 2018 г. подписано дополнительное соглашение к СРП, продляющее срок его действия до 2024 г.</p> |
| <p>Добыча углеводородов на месторождении Джел Республики Узбекистан на условиях СРП. Оператор — ООО «Операционная компания Зарубежнефтегаз — Центральная Азия».</p> | 2018 г. | <p>По результатам ГРР, проведенных в рамках исполнения лицензионных обязательств, в пределах Шахпахтинского лицензионного участка в 2009 г. открыто месторождение Джел.</p> | ■ | <p>Группа Газпром — 50 %, АО «Узбекнефтегаз» — 50 %.</p> | 2024 г. | <p>0,15 млрд м³ газа в рамках первой очереди и 0,3 млрд м³ газа на полное развитие</p> | <p>В октябре 2018 г. подписано СРП. В июне 2019 г. подписано Постановление Президента Республики Узбекистан, предусматривающее одобрение СРП по разработке месторождения Джел. В августе 2019 г. получена лицензия на право пользования недрами в пределах действия СРП. В декабре 2019 г. выдан горный отвод, АО «Узбекнефтегаз» утвержден Проект разработки ГКМ Джел на условиях СРП.</p> |

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). | Компания является стороной СРПП по участкам 91 и 107 (ранее — концессии С96 и С97 соответственно). В эксплуатации находятся шесть месторождений. |
| 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 48 лицензиях в британском, датском и нидерландском секторах Северного моря. В пределах лицензионных участков открыты многочисленные газовые и нефтяные месторождения. Основными добываемыми активами являются газовые месторождения К18-Гольф, Вингейт, Q1-С, Q1-D и Силлиманит. В 2019 г. продолжилась промышленная добыча нефти с месторождения Равн в датском секторе Северного моря. |

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

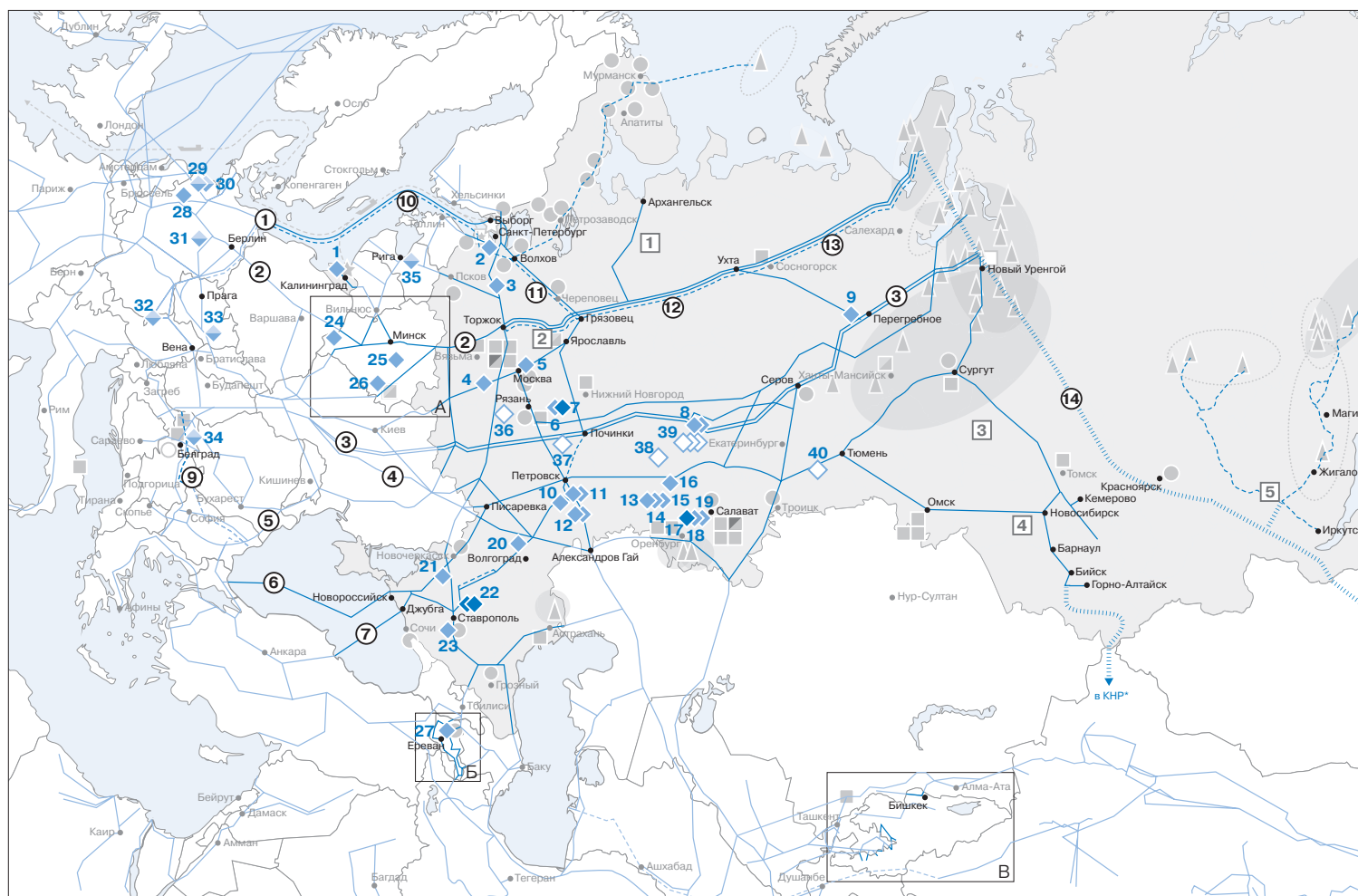
| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Wintershall AG | | | | | |
| Нефть, тыс. т | 534 | 504 | 1 528 | 2 148 | 2 392 |
| Попутный газ, млн м ³ | 145 | 137 | 233 | 311 | 415 |
| Wintershall Noordzee B.V.* | | | | | |
| Природный газ, млн м ³ | 259 | 1 013 | 776 | 712 | 535 |
| Газовый конденсат, тыс. т | 2 | 5 | 8 | 5 | 4 |
| Нефть, тыс. т | 7 | 1 | 17 | 52 | 58 |

* Данные приведены начиная с IV квартала 2015 г.

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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Основные маршруты поставки газа на экспорт

- 1 Газопровод «Северный поток»
 - 2 Газопровод Ямал — Европа
 - 3 Газопровод Уренгой — Ужгород
 - 4 Газопровод «Союз»
 - 5 Трансбалканский газопровод
 - 6 Газопровод «Турецкий поток»
 - 7 Газопровод «Голубой поток»
 - 8 Газопровод «Сила Сибири»
- Газотранспортные проекты**
- 9 Газопровод (интерконнектор) граница Болгарии — граница Венгрии***
 - 10 Газопровод «Северный поток — 2»
 - 11 Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Грязовец — КС Славянская
 - 12 Газопроводы «Ухта — Торжок — 2» и «Ухта — Торжок — 3»

- 13 Газопроводы «Бованенково — Ухта — 2» и «Бованенково — Ухта — 3»
- 14 Газопровод «Сила Сибири — 2»
- 15 Газопровод Сахалин — Хабаровск — Владивосток

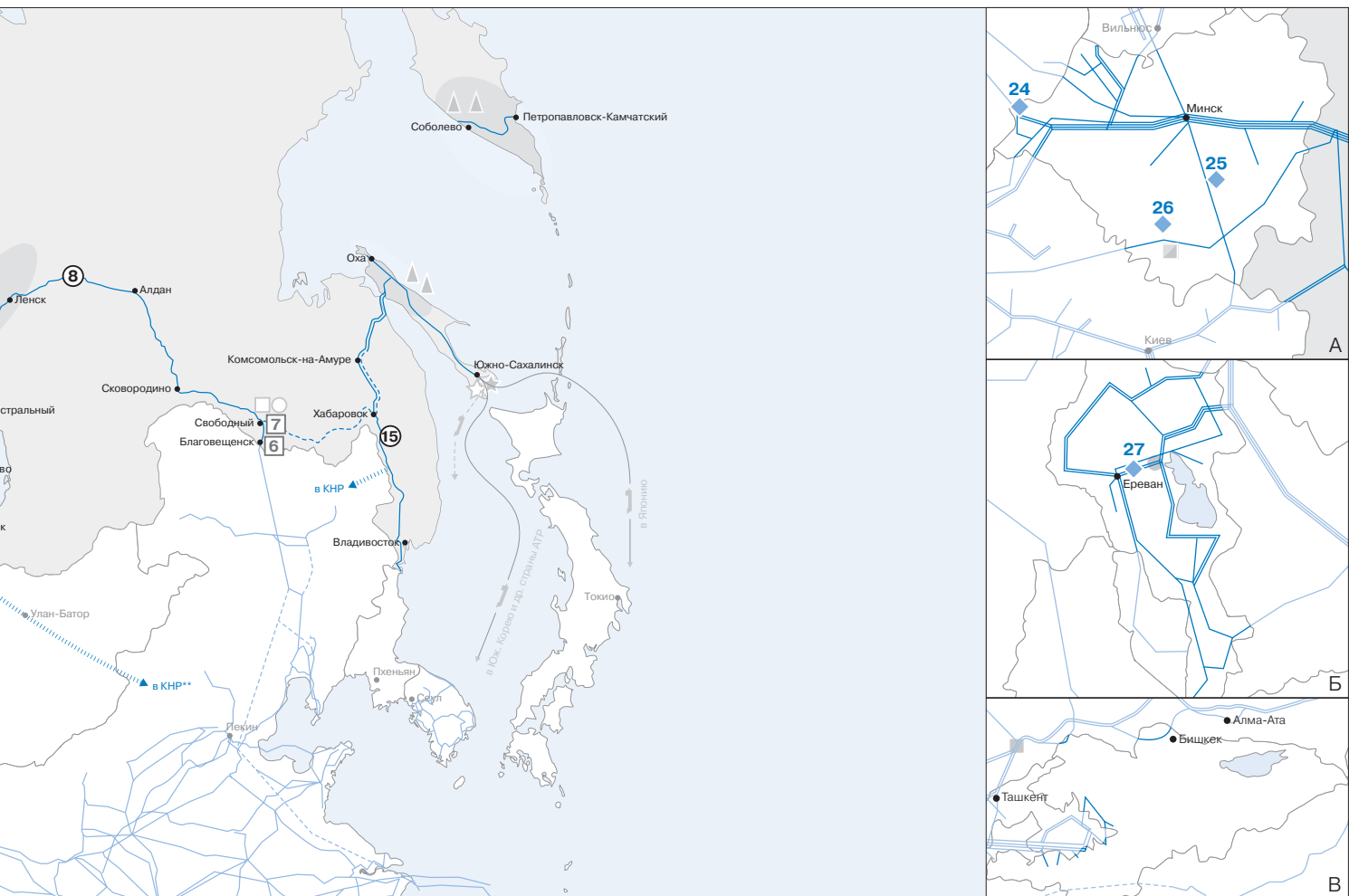
Разведываемые площади под ПХГ

- 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.

** 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.

*** Проект реализуется совместной российско-сербской проектной компанией GASTRANS d.o.o. Novi Sad.



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 Канчуринское
- 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 Инчукалнское (Латвия)

Строящиеся и перспективные объекты ПХГ

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

Транспортировка

Развитие, капитальный ремонт ГТС и вывод избыточных мощностей на территории России

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|------|------|------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Ввод в эксплуатацию новых МГ и газопроводов-отводов, км | 933 | 771 | 640 | 529 | 2 279 |
| Реконструкция МГ, км | 169 | 211 | 100 | 362 | – |
| Капитальный ремонт, км | 1 441 | 823 | 810 | 771 | 782 |
| Количество технических отказов на 1 000 км | 0,05 | 0,03 | 0,02 | 0,05 | 0,02 |

Диагностическое обследование ГТС на территории России, тыс. км

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Внутритрубная дефектоскопия | 19,9 | 23,9 | 22,1 | 25,1 | 28,9 |
| Коррозионное обследование | 17,9 | 17,3 | 18,0 | 14,9 | 21,6 |

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

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Протяженность МГ и газопроводов-отводов в одностороннем исчислении (с учетом технологических переемычек), тыс. км | 171,2 | 171,8 | 172,1 | 172,6 | 175,2 |
| Линейные компрессорные станции, ед. | 250 | 253 | 254 | 254 | 254 |
| Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед. | 3 829 | 3 852 | 3 844 | 3 812 | 3 788 |
| Установленная мощность ГПА, тыс. МВт | 46,2 | 46,7 | 46,7 | 47,1 | 46,8 |

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

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|----------------------|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| 10 лет и менее | 19,9 | 17,3 | 17,3 | 16,7 | 17,5 |
| От 11 до 20 лет | 19,1 | 15,8 | 16,2 | 15,7 | 15,5 |
| От 21 года до 30 лет | 47,3 | 40,9 | 40,9 | 34,8 | 35,3 |
| От 31 года до 40 лет | 49,2 | 55,2 | 55,2 | 59,1 | 60,0 |
| От 41 года до 50 лет | 23,3 | 24,9 | 24,8 | 26,3 | 26,7 |
| Более 50 лет | 12,4 | 17,7 | 17,7 | 20,0 | 20,2 |
| Всего | 171,2 | 171,8 | 172,1 | 172,6 | 175,2 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Поступление в газотранспортную систему (ГТС) | | | | | |
| Поступление в ГТС, в т. ч.: | 574,21 | 573,80 | 623,10 | 638,71 | 635,60 |
| центральноеазиатский газ | 20,04 | 18,04 | 20,77 | 17,68 | 21,87 |
| азербайджанский газ | – | – | – | – | – |
| Отбор газа из ПХГ России и Латвии | 24,27 | 44,94 | 45,69 | 51,99 | 40,54 |
| Сокращение запаса газа в ГТС | 4,09 | 3,85 | 3,30 | 2,37 | 2,82 |
| Всего | 602,57 | 622,59 | 672,09 | 693,07 | 678,96 |
| Распределение из ГТС | | | | | |
| Поставка внутри России, в т. ч.: | 342,32 | 351,68 | 354,00 | 364,74 | 357,70 |
| центральноеазиатский газ | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | – |
| Поставка за пределы России, в т. ч.: | 196,75 | 209,44 | 232,37 | 234,75 | 233,87 |
| центральноеазиатский газ | 20,01 | 18,01 | 20,74 | 17,66 | 21,87 |
| азербайджанский газ | – | – | – | – | – |
| Закачка газа в ПХГ России | 27,08 | 24,65 | 44,18 | 49,44 | 45,02 |
| Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ | 32,28 | 32,29 | 37,80 | 40,55 | 38,40 |
| Увеличение запаса газа в ГТС | 4,14 | 4,53 | 3,74 | 3,59 | 3,97 |
| Всего | 602,57 | 622,59 | 672,09 | 693,07 | 678,96 |

Объемы транспортировки газа по газопроводам «Северный поток», «Голубой поток», «Сила Сибири», млрд м³

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Газопровод «Сила Сибири» | x | x | x | x | 0,33 |
| Газопровод «Северный поток» (через КС Портовая) | 39,11 | 43,79 | 50,98 | 58,71 | 58,50 |
| Газопровод «Голубой поток» (через КС Береговая) | 15,68 | 13,06 | 15,89 | 13,25 | 11,10 |

Оказание для ПАО «Газпром» услуг по транспортировке газа по территории сопредельных государств, млрд м³

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Через газоизмерительную станцию «Иматра» (для поставки в Финляндию) | 2,76 | 2,53 | 2,36 | 2,62 | 2,46 |
| Через Украину | 67,08 | 82,20 | 93,46 | 86,78 | 89,59 |
| Через Литву | 2,07 | 2,21 | 2,43 | 2,63 | 2,45 |
| Через Латвию | 1,34 | 0,42 | 0,06 | 0,16 | 0,11 |
| Через Эстонию | 2,40 | 1,72 | 1,24 | 1,44 | 1,51 |
| Через Молдову | 16,72 | 18,46 | 20,22 | 18,07 | 10,23 |
| Через Казахстан | 41,77 | 27,67 | 32,69 | 33,23 | 21,64 |

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

| | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Беларусь | | | | | |
| (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 |
| Поступление газа в ГТС, млрд м ³ | 64,20 | 60,33 | 61,17 | 62,59 | 60,78 |
| в т. ч. транзит | 45,41 | 41,69 | 42,16 | 42,26 | 40,51 |
| Армения | | | | | |
| (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 ³ | 2,29 | 2,24 | 2,38 | 2,46 | 2,55 |
| в т. ч. транзит | – | – | – | – | – |
| Кыргызстан | | | | | |
| (ОсОО «Газпром Кыргызстан») | | | | | |
| Протяженность*, тыс. км | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Количество КС, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Поступление газа в ГТС, млрд м ³ | 4,66 | 4,52 | 6,64 | 6,35 | 6,79 |
| в т. ч. транзит | 4,40 | 4,25 | 6,36 | 6,03 | 6,49 |

* В одностороннем исчислении.

Основные действующие маршруты транспортировки газа ПАО «Газпром» на экспорт

| Наименование | Годовая проектная производительность, млрд м ³ | 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 |
| Трансбалканский газопровод* | 20 | 2 750 | 800–1 200 | Украина, Румыния, Болгария, Турция |
| «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 Чайнинское НГКМ — граница КНР) | 1 420 | Россия |

* Газопроводы украинского коридора.

** Введены в эксплуатацию в 2019 г.

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Основные газотранспортные проекты Группы Газпром

| Наименование | Назначение | Протяженность | Проектные характеристики | | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Количество КС / общая мощность КС | Годовая производительность | |
| Лулинги 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 ³ | Ведутся строительные-монтажные работы. В 2018 г. введен в эксплуатацию участок протяженностью 63,6 км. В 2019 г. завершены сварочные работы на участке протяженностью 149,4 км. Осуществляются спецработы и ведется подготовка к сезонным работам. |
| «Северный поток — 2» | Поставка газа потребителям в страны Западной и Центральной Европы | Две нитки протяженностью около 1 235 км | – | 55 млрд м ³ | В соответствии с графиком завершена укладка газопровода в водах Финляндии, Швеции и России, включая три надводных соединения за последние 30 октября 2019 г. получено согласование маршрута газопровода «Северный поток — 2» в исключительной экономической зоне Дании юго-восточнее о. Борнгольм. По состоянию на 31 декабря 2019 г. суммарно по дну Балтийского моря по всем участкам уложено более 2 300 км труб газопровода (94 % от общей длины маршрута). Завершаются строительные работы на сухопутных площадках в Германии и России. В связи с подписанием 20 декабря 2019 г. Президентом США Д. Трампом Национального оборонного бюджета США на 2020 г. (National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2020), который среди прочего включает в себя санкции против компаний, выполняющих трубоукладку и задействованных в реализации проектов «Северный поток — 2» и «Турецкий поток» на глубине более 100 футов, суда компании Allseas в тот же день покинули зону укладки. Морская трубоукладка газопровода приостановлена. Ведется работа по различным вариантам завершения строительства газопровода и его ввода в эксплуатацию. |
| МГ (интерконнектор) граница Болгарии — граница Венгрии | Поставка газа потребителям в страны Восточной Европы, в том числе из газопровода «Турецкий поток» | 402 км | 1 КС / 24 МВт | 12,8 млрд м ³ | Ведутся строительные-монтажные работы по линейной части МГ и КС. Сварочные работы близки к завершению: выполнено более 97 % общего объема работ. |
| 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 ³ (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 | 1 264,45 км | 9 КС / 830 МВт | 57,5 млрд м ³ | Ведется эксплуатация линейной части и шести КС. Продолжаются работы по строительству трех КС. |

| Наименование | Назначение | Протяженность | Проектные характеристики | | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--|---|--|--|--|
| | | | Количество КС / общая мощность КС | Годовая производительность | |
| «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 ³ | Ведется эксплуатация линейной части. Выполнено строительство двух КС, проводятся пусконаладочные работы. Продолжается строительство пяти КС. |
| «Сила Сибири» | Транспортировка газа с Чаяндинского 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 ³ | В декабре 2019 г. прошла торжественная церемония, посвященная началу трубопроводных поставок российского газа в Китай по МГ «Сила Сибири». |
| участок Чаяндинское НГКМ — граница КНР | | 2 250,9 км | 8 КС / 1 186 МВт | До 48 млрд м ³ | Введен в эксплуатацию участок Чаяндинское НГКМ — граница КНР: 2 250,9 км линейной части (в полном объеме) и одна КС мощностью 128 МВт. Ведется эксплуатация линейной части, продолжается строительство КС. |
| участок Ковыктинское ГКМ — Чаяндинское НГКМ | | 803 км | 1 КС / 64 МВт | 24 млрд м ³ (начиная с 2025 г.) | Проводится экспертиза проектной документации. |
| 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» | 1 203,5 км | 7 КС / 967 МВт | 58,4 млрд м ³ (этапы 1–3), в том числе для подачи газа в газопровод «Северный поток — 2» в объеме до 55 млрд м ³ | Ведется строительство линейной части МГ и КС. Завершено строительство линейной части протяженностью около 880 км на участке от Грязовца до КС Славянская. |
| Сахалин — Хабаровск — Владивосток (второй пусковой комплекс) | Поставка дополнительных объемов газа потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также на экспорт | 352,9 км | 4 КС / 272 МВт | Около 22 млрд м ³ на полное развитие (будет уточнена по результатам проектирования) | Ведутся строительно-монтажные работы. |
| «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 60 млрд м ³ | Ведутся проектно-исследовательские 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 / 708 МВт (будет уточнено по результатам проектирования) | Около 45 млрд м ³ | Ведутся проектно-исследовательские работы. |

* Информация по состоянию на 31 декабря 2019 г. Ведется работа по различным вариантам завершения строительства газопровода и его ввода в эксплуатацию.

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

Подземное хранение газа

Характеристика российских ПХГ Газпрома

| | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Количество объектов подземного хранения газа в России, ед. | 26 | 26 | 26 | 27 | 27 |
| Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³ | 73,56 | 73,62 | 74,93 | 75,01 | 75,01 |
| Количество эксплуатационных скважин на ПХГ, ед. | 2 686 | 2 681 | 2 694 | 2 705 | 2 711 |

Хранение газа на территории России

| | Сезон закачки | | | | |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Закачка газа в ПХГ, млн м³ | | | | | |
| I кв. | – | – | 23,2 | 99,8 | 635,7 |
| II кв. | 10 158,4 | 8 468,8 | 17 443,9 | 23 418,6 | 21 177,3 |
| III кв. | 14 498,1 | 14 209,2 | 24 434,7 | 23 616,1 | 21 411,4 |
| IV кв. | 2 425,3 | 1 973,1 | 2 275,4 | 2 349,9 | 1 816,4 |
| Всего за сезон | 27 081,8 | 24 651,1 | 44 177,2 | 49 484,4 | 45 040,8 |
| | Сезон отбора | | | | |
| | 2015/2016 | 2016/2017 | 2017/2018 | 2018/2019 | 2019/2020 |
| Отбор газа из ПХГ, млн м³ | | | | | |
| III кв. | 92,8 | 114,2 | 164,4 | 99,8 | 450,5 |
| IV кв. | 5 172,1 | 18 834,6 | 17 117,2 | 20 415,6 | 15 874,4 |
| I кв. следующего года | 24 653,1 | 26 175,1 | 31 036,3 | 23 702,9 | 15 175,8 |
| II кв. следующего года | 1 234,2 | 2 022,8 | 435,6 | 513,4 | 1 107,5 |
| Всего за сезон | 31 152,2 | 47 146,7 | 48 753,5 | 44 731,7 | 32 608,2 |
| Максимальная возможная суточная производительность на начало сезона отбора, млн м ³ / сут. | 789,9 | 801,3 | 805,3 | 812,5 | 843,3 |

Основные проекты по развитию подземного хранения газа на территории России

| Субъект Российской Федерации | ПХГ | Тип ПХГ | Проектные характеристики | |
|---|-----------------------------------|----------------------------|--|--|
| | | | Объем оперативного резерва газа, млрд м ³ | Максимальная суточная производительность, млн м ³ |
| Волгоградская область | Волгоградское | В отложениях каменной соли | 0,8 | 70,0 |
| 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 | 5,0 | 50,0 |
| Курганская область | Шатровское | Водоносные структуры | 1,0 | 14,0 |
| Краснодарский край | Куцевское | Истощенное месторождение | 5,3 | 70,0 |
| Тульская область | Новомосковское | В отложениях каменной соли | 0,3 | 40,0 |
| Пензенская область, Республика Мордовия | Беднодемьяновское | Водоносные структуры | 5,0 | 70,0 |

Характеристика зарубежных объектов ПХГ с участием Группы Газпром

| Страна | ПХГ | Условия участия Группы Газпром | Мощности ПХГ по состоянию на 31.12.2019 г. | | | | | | |
|----------|---|--|---|---|--|----|-----|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | | Суммарная активная емкость, млрд м ³ | | Суточная производительность на отбор, используемая Группой Газпром, млн м ³ | КС | ГПА | Установленная мощность ГПА, МВт | Эксплуатационные скважины / каверны |
| | | | Всего | В т. ч. используемая Группой Газпром | | | | | |
| Австрия | Хайдах | Соинвестор (55,5 %) | 2,8 | 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 %) | 0,7 | 0,5 (ООО «Газпром экспорт» не используется) | 16,6 (ООО «Газпром экспорт» не используется) | 1 | 3 | 38 | 9 |
| | Катарина | Соинвестор (50 %) | 0,47 | 0,47 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,47) | 25,8 (из них ООО «Газпром экспорт» — 25,8) | 1 | 3 | 37 | 8 |
| | Реден | В собственности | 4,16 | 4,16 (из них ООО «Газпром экспорт» — 3,4) | 50,5 (из них ООО «Газпром экспорт» — 50,5) | 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 |
| Чехия | Дамборжице | Соинвестор (50 %) | 0,3 | 0,3 (из них ООО «Газпром экспорт» — 0,3) | 5,1 (из них ООО «Газпром экспорт» — 4,6) | 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 |
| Латвия | Инчукалское | Соинвестор (34 %) | 2,3 | – | – | 1 | 6 | 33,1 | 93 |
| Армения | Абовянская станция подземного хранения газа | В собственности | 0,1 | 0,1 | 6,0 | 1 | 9 | 9,9 | 21 |

Контракты на использование мощностей ПХГ в странах Европы, заключенные ООО «Газпром экспорт» к началу сезона отбора 2019/2020 г.

| Страна | Суммарная активная емкость, используемая Группой Газпром, млрд м ³ | Суточная производительность на отбор, используемая Группой Газпром, млн м ³ |
|------------------------------|---|--|
| Нидерланды (ПХГ Бергермеер*) | 1,85 | 26,1 |
| Австрия | 1,20 | 8,6 |
| Словакия | 0,86 | 5,0 |
| Венгрия | 0,95 | 6,55 |

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

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

| | Сезон закачки I–IV кв. | | | | |
|--|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Закачка газа в ПХГ за рубежом | | | | | |
| Страны БСС | | | | | |
| Всего в ПХГ в странах БСС | 2 507,3 | 2 144,3 | 1 274,9 | 1 227,8 | 956,5 |
| Дальнее зарубежье* | | | | | |
| Австрия | 709,8 | 683,9 | 2 222,5 | 1 527,5 | 2 124,5 |
| Великобритания | 224,4 | – | – | – | – |
| Венгрия | – | – | 898,4 | 290,2 | 1 003,0 |
| Германия | 797,2 | 654,1 | 1 840,0 | 2 072,5 | 3 639,9 |
| Нидерланды | 1 176,9 | 1 195,0 | 1 782,0 | 1 558,1 | 283,8 |
| Сербия | – | – | 12,6 | 51,1 | 58,6 |
| Словакия | – | – | 738,0 | 283,6 | 1 112,6 |
| Чехия | – | 105,3 | 190,8 | 393,8 | 26,8 |
| Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы | – | – | 909,9 | 412,9 | – |
| Всего в ПХГ в странах дальнего зарубежья | 2 908,3 | 2 638,3 | 8 594,2 | 6 589,7 | 8 249,2 |
| Всего за сезон | 5 415,6 | 4 782,6 | 9 869,1 | 7 817,5 | 9 205,7 |

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

| | Сезон отбора III–IV кв., а также I–II кв. следующего года | | | | |
|--|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015/2016 | 2016/2017 | 2017/2018 | 2018/2019 | 2019/2020 |
| Отбор газа из ПХГ за рубежом* | | | | | |
| Страны БСС | | | | | |
| Всего из ПХГ в странах БСС | 2 083,1 | 1 997,1 | 1 298,7 | 1 067,5 | 861,7 |
| Дальнее зарубежье** | | | | | |
| Австрия | 820,0 | 1 480,5 | 2 054,0 | 546,5 | 953,3 |
| Великобритания | 224,4 | – | – | – | – |
| Венгрия | – | – | 898,4 | 267,7 | 183,4 |
| Германия | 978,1 | 936,9 | 2 117,5 | 1 008,0 | 740,4 |
| Нидерланды | 1 129,8 | 1 981,3 | 1 532,8 | 368,7 | 500,2 |
| Сербия | 12,0 | 0,5 | 44,5 | 13,7 | 1,2 |
| Словакия | – | – | 673,0 | 201,7 | 388,7 |
| Чехия | – | 104,5 | 183,2 | 147,0 | 46,6 |
| Краткосрочные контракты на хранение в ПХГ Европы | – | – | 974,9 | – | 412,9 |
| Всего из ПХГ в странах дальнего зарубежья | 3 164,3 | 4 503,7 | 8 478,3 | 2 553,3 | 3 226,7 |
| Всего за сезон | 5 247,4 | 6 500,8 | 9 777,0 | 3 620,8 | 4 088,4 |

* Отбор не отражает объемы газа, проданные в ПХГ.

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

Перспективные объекты ПХГ с участием Группы Газпром за рубежом

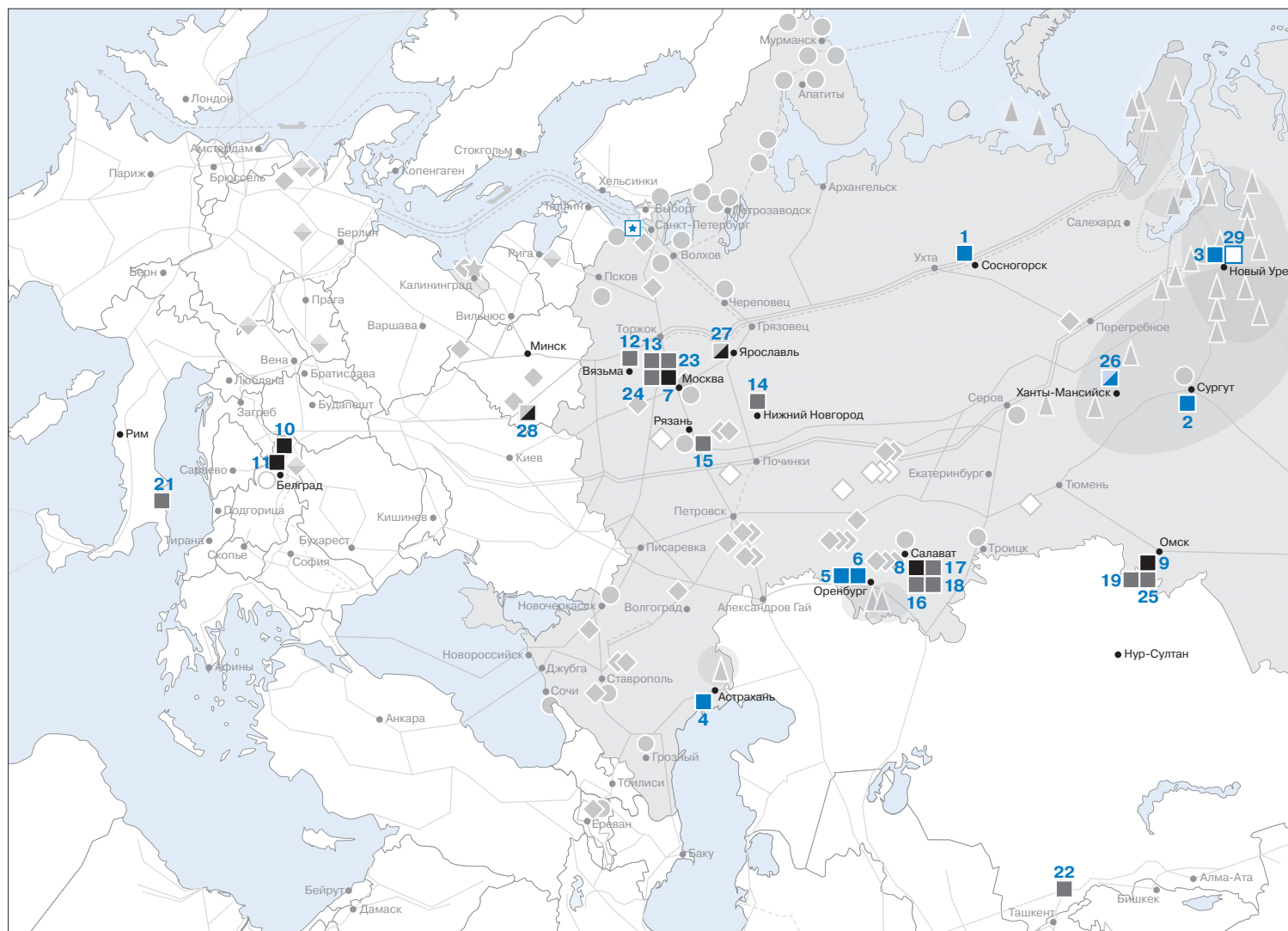
| Страна | ПХГ | Характер строительства | Тип ПХГ | Год начала проекта | Условия участия Группы Газпром | Проектные характеристики | | | Год ввода в эксплуатацию | Год выхода на проектную мощность | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|----------|----------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------|---|---|--|--------------------------|--|--|
| | | | | | | Суммарная активная емкость, млрд м ³ | Суточная производительность, млн м ³ | Суммарная емкость, млрд м ³ | | | |
| Германия | Йемгум | Новое строительство | В отложениях каменной соли | 2009 г. | Соинвестор (83,3 %) | 0,9 | 23,2 | 2014 г. | 2020 г. | Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей. | |
| | Катарина | Новое строительство | В отложениях каменной соли | 2011 г. | Соинвестор (50 %) | 0,7 | 25,8 | 2011 г. | 2025 г. | Осуществляется эксплуатация, ведется строительство новых мощностей. | |
| Сербия | Банатский Двор | Расширение действующего ПХГ | Истощенное месторождение | 2009 г. | Соинвестор (51 %) | 0,8 | 10 | 2011 г. | 2022 г.* | Осуществляется эксплуатация действующего ПХГ, ведется работа по 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.

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 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

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



Действующие активы в переработке, газо- и нефтехимии

- ГПЗ
- НПЗ
- Газо- и нефтехимическое производство
- Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ
- Доступ Группы Газпром к мощности НПЗ
- Проекты в переработке, газо- и нефтехимии
- Проект интегрированного комплекса по переработке и сжиганию природного газа в Усть-Луге

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 2019 г.



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

* Активы СП.

Доступ Группы Газпром к мощности ГПЗ

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

Доступ Группы Газпром к мощности НПЗ

- 27** Ярославнефтеоргсинтез (доступ Группы Газпром к 50 % мощности)
- 28** Мозырский НПЗ**

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

Проекты в переработке, газо- и нефтехимии

- 29** Новоуренгойский ГХК
- 30** Амурский ГПЗ

Объемы переработки углеводородов Группой Газпром
(без учета давальческого сырья)

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Переработка природного и попутного газа, млрд м³ | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | 30,64 | 30,06 | 29,94 | 30,14 | 30,60 |
| Газпром нефтехим Салават | 0,44 | 0,49 | 0,43 | 0,47 | 0,44 |
| Газпром нефть | 0,10 | 0,44 | 0,45 | 0,45 | 0,43 |
| Всего | 31,18 | 30,99 | 30,82 | 31,06 | 31,47 |
| Переработка жидкого углеводородного сырья, млн т | | | | | |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* (нестабильный газовый конденсат, нефть) | 17,26 | 17,55 | 17,47 | 17,75 | 18,82 |
| Газпром нефть (нефть, стабильный газовый конденсат) | 43,07 | 41,89 | 40,11 | 42,91 | 41,48 |
| в т. ч. за рубежом | 3,54 | 3,23 | 3,42 | 3,56 | 3,14 |
| Газпром нефтехим Салават (нефть, стабильный газовый конденсат, мазут) | 6,44 | 6,47 | 6,48 | 6,74 | 6,83 |
| Всего | 66,77 | 65,91 | 64,06 | 67,40 | 67,13 |

* С учетом объемов переработки ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Сибметхим», АО «Томскгазпром». 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.

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--------------------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Стабильный газовый конденсат (нефть) | 6,44 | 6,58 | 6,49 | 6,21 | 6,65 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--------------------------|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный и попутный газ | 8,91 | 9,28 | 9,15 | 9,55 | 9,11 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т | 7 448,1 | 8 216,4 | 8 688,7 | 8 234,3 | 8 362,0 |
| Сухой газ, млн м ³ | 24 205,2 | 23 996,9 | 23 607,0 | 23 590,9 | 23 928,9 |
| Сжиженные углеводородные газы (СУГ), тыс. т | 3 463,3 | 3 525,4 | 3 522,5 | 3 614,3 | 3 663,8 |
| в т. ч. за рубежом | 137,9 | 115,0 | 103,0 | 97,0 | 77,8 |
| Автомобильный бензин, тыс. т | 12 395,2 | 12 270,0 | 11 705,6 | 12 044,9 | 11 703,1 |
| в т. ч. за рубежом | 646,8 | 516,0 | 469,0 | 515,7 | 445,2 |
| Дизельное топливо, тыс. т | 14 837,0 | 14 971,4 | 14 322,1 | 15 662,5 | 15 514,6 |
| в т. ч. за рубежом | 1 470,1 | 1 363,0 | 1 299,0 | 1 571,2 | 1 432,7 |
| Авиационное топливо, тыс. т | 3 171,0 | 3 213,2 | 3 148,8 | 3 553,3 | 3 433,8 |
| в т. ч. за рубежом | 107,9 | 122,0 | 155,0 | 190,4 | 154,4 |
| Мазут топочный, тыс. т | 8 371,4 | 7 787,2 | 6 585,9 | 6 880,6 | 7 167,8 |
| в т. ч. за рубежом | 450,6 | 334,0 | 318,00 | 253,7 | 186,4 |
| Судовое топливо, тыс. т | 4 172,2 | 3 177,2 | 3 367,3 | 2 952,0 | 2 795,3 |
| Битумы, тыс. т | 1 883,8 | 2 112,0 | 2 662,1 | 3 122,3 | 2 959,0 |
| в т. ч. за рубежом | 333,0 | 335,0 | 553,3 | 600,3 | 572,3 |
| Масла, тыс. т | 404,1 | 421,0 | 480,0 | 487,2 | 539,3 |
| Сера, тыс. т | 4 793,8 | 4 905,6 | 5 013,6 | 5 179,7 | 5 377,8 |
| в т. ч. за рубежом | 17,8 | 22,0 | 24,0 | 23,0 | 13,8 |
| Гелий, тыс. м ³ | 4 969,7 | 5 054,1 | 5 102,2 | 5 088,9 | 4 731,5 |
| ШФЛУ, тыс. т | 1 728,2 | 1 807,0 | 1 349,7 | 1 465,5 | 1 383,8 |
| Этановая фракция, тыс. т | 377,4 | 377,9 | 363,0 | 347,3 | 337,3 |
| Мономеры, тыс. т | 243,4 | 294,0 | 264,9 | 335,8 | 293,3 |
| Полимеры, тыс. т | 157,9 | 179,1 | 154,3 | 185,6 | 171,6 |
| Продукция органического синтеза, тыс. т | 90,4 | 89,6 | 44,7 | 71,3 | 49,7 |
| Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т | 775,9 | 953,0 | 913,2 | 836,4 | 799,7 |

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

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

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества* | | | | | |
| Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т | 7 448,1 | 8 216,4 | 8 688,7 | 8 234,3 | 8 362,0 |
| Сухой газ, млн м ³ | 24 119,2 | 23 620,1 | 23 223,1 | 23 211,3 | 23 568,3 |
| СУГ, тыс. т | 2 487,4 | 2 578,4 | 2 828,5 | 2 814,3 | 2 944,4 |
| Автомобильный бензин, тыс. т | 2 532,7 | 2 497,9 | 2 234,5 | 2 150,7 | 2 319,8 |
| Дизельное топливо, тыс. т | 1 362,1 | 1 435,6 | 1 496,8 | 1 373,4 | 1 618,6 |
| Авиационное топливо, тыс. т | 167,7 | 174,2 | 111,8 | 88,3 | 95,0 |
| Мазут топочный, тыс. т | 332,2 | 346,1 | 328,4 | 323,4 | 395,4 |
| Сера, тыс. т | 4 623,9 | 4 696,5 | 4 847,9 | 4 983,9 | 5 154,4 |
| Гелий, тыс. м ³ | 4 969,7 | 5 054,1 | 5 102,2 | 5 088,9 | 4 731,5 |
| ШФЛУ, тыс. т | 1 661,9 | 1 666,7 | 1 149,4 | 1 270,5 | 1 212,4 |
| Этановая фракция, тыс. т | 377,4 | 377,9 | 363,0 | 347,3 | 337,3 |
| Газпром нефть | | | | | |
| Сухой газ, млн м ³ | 86,0 | 376,8 | 383,9 | 379,6 | 360,6 |
| СУГ, тыс. т | 975,9 | 947,0 | 694,0 | 800,0 | 719,4 |
| в т. ч. за рубежом | 137,9 | 115,0 | 103,0 | 97,0 | 77,8 |
| Автомобильный бензин, тыс. т | 9 081,2 | 9 176,0 | 8 555,0 | 8 863,8 | 8 015,2 |
| в т. ч. за рубежом | 646,8 | 516,0 | 469,0 | 515,7 | 445,2 |
| Дизельное топливо, тыс. т | 11 874,5 | 12 023,0 | 11 325,0 | 12 323,6 | 11 870,4 |
| в т. ч. за рубежом | 1 470,1 | 1 363,0 | 1 299,0 | 1 571,2 | 1 432,7 |
| Авиационное топливо, тыс. т | 3 003,3 | 3 039,0 | 3 037,0 | 3 465,0 | 3 338,8 |
| в т. ч. за рубежом | 107,9 | 122,0 | 155,0 | 190,4 | 154,4 |
| Мазут топочный, тыс. т | 7 198,6 | 6 720,0 | 5 696,0 | 6 204,8 | 6 447,2 |
| в т. ч. за рубежом | 450,6 | 334,0 | 318,00 | 253,7 | 186,4 |
| Судовое топливо, тыс. т | 3 666,9 | 2 410,0 | 2 671,0 | 2 576,4 | 2 490,8 |
| Битумы, тыс. т | 1 857,6 | 2 021,0 | 2 569,2 | 2 928,5 | 2 780,9 |
| в т. ч. за рубежом | 333,0 | 335,0 | 553,3 | 600,3 | 572,3 |
| Масла, тыс. т | 404,1 | 421,0 | 480,0 | 487,2 | 539,3 |
| Сера, тыс. т | 136,8 | 180,0 | 136,0 | 160,0 | 186,4 |
| в т. ч. за рубежом | 17,8 | 22,0 | 24,0 | 23,0 | 13,8 |
| ШФЛУ, тыс. т | 28,0 | 131,5 | 145,4 | 144,3 | 136,2 |
| Газпром нефтехим Салават | | | | | |
| Автомобильный бензин, тыс. т | 781,3 | 596,1 | 916,1 | 1 030,4 | 1 368,1 |
| Дизельное топливо, тыс. т | 1 600,5 | 1 512,9 | 1 500,3 | 1 965,5 | 2 025,6 |
| Мазут топочный, тыс. т | 840,6 | 721,1 | 561,5 | 352,4 | 325,2 |
| Сера, тыс. т | 33,1 | 29,1 | 29,7 | 35,8 | 37,0 |
| Судовое топливо, тыс. т | 505,3 | 767,2 | 696,3 | 375,6 | 304,5 |
| Битумы, тыс. т | 26,2 | 91,0 | 92,9 | 193,8 | 178,1 |
| Мономеры, тыс. т | 243,4 | 294,0 | 264,9 | 335,8 | 293,3 |
| Полимеры, тыс. т | 157,9 | 179,1 | 154,3 | 185,6 | 171,6 |
| Продукция органического синтеза, тыс. т | 90,4 | 89,6 | 44,7 | 71,3 | 49,7 |
| Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т | 775,9 | 953,0 | 913,2 | 836,4 | 799,7 |
| ШФЛУ, тыс. т | 38,3 | 8,8 | 54,9 | 50,7 | 35,2 |

* С учетом объемов производства продукции переработки ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Сибметакхим», АО «Томскгазпром». 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 31.12.2019 г.) | Основная продукция | Основные инвестиционные проекты, реализовавшиеся на предприятиях в 2019 г. |
|---|---------------------------|-----------------------------|---|--|--|---|
| Астраханский ГПЗ | ООО «Газпром переработка» | Астрахань | 1986 г. | 12,0 млрд м ³ природного газа, 7,3 млн т нестабильного газового конденсата, 2,5 млн т стабильного газового конденсата и нефти | Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), автомобильный бензин, дистиллят газового конденсата легкий, дизельное топливо, мазут, дистиллят газового конденсата тяжелый, дистиллят газового конденсата средний, газовая сера | Стройка «Реконструкция I и II очереди Астраханского газового комплекса (АГК) как единого промышленного объекта» в целях увеличения глубины переработки сырья, повышения качества и экологических характеристик товарной продукции (дизельное топливо, бензин). В результате реализации проекта планируется обеспечить гарантированную переработку конденсата и ШФЛУ в объеме, соответствующем приему на переработку 12,0 млрд м ³ газа в год. |
| Оренбургский ГПЗ | | Оренбург | 1974 г. | 37,5 млрд м ³ природного газа, 6,26 млн т нестабильного газового конденсата и нефти | Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант | – |
| Оренбургский гелиевый завод | | Оренбург | 1978 г. | 15,0 млрд м ³ природного газа | Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этановая фракция, сжиженные газы, ШФЛУ, пентан-гексановая фракция (ПГФ), углеводородная фракция | – |
| Сосногорский ГПЗ | | Сосногорск, Республика Коми | 1946 г. | 3,0 млрд м ³ природного газа, 2,5 млн т нестабильного конденсата (стабилизация) | Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, теухуглерод | – |
| Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту | | Новый Уренгой | 1985 г. | 13,67 млн т нестабильного (невыветренного) конденсата (деэтаннизация и стабилизация) или 12,2 млн т выветренного конденсата | Деэтаннированный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата легкий, топливо для реактивных двигателей ТС-1, газ деэтаннизации | – |
| Сургутский завод по стабилизации конденсата | | Сургут | 1985 г. | 4,0 млн т стабильного газового конденсата и нефти или 12,05 млн т нефтегазоконденсатной смеси (стабилизация) | Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легкий | Строительство установки очистки пропановой фракции от метанола с блоком осушки товарного продукта в целях повышения качества и экологических характеристик товарной продукции — пропана технического и пропана автомобильного (введена в 2019 г.). |

| Наименование | Компания | Место-положение | Год ввода в эксплуатацию / год создания | Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2019 г.) | Основная продукция | Основные инвестиционные проекты, реализовавшиеся на предприятиях в 2019 г. |
|--|------------------------|-----------------|---|---|--|--|
| Завод по производству метанола, метанольного формалина и карбамидоформальдегидного концентрата | ООО «Сибметтахим» | Томск | 1983 г. | Сырье: 930,98 млн м ³ газа Выработка: 884,55 тыс. т метанола | Метанол | — Проект по увеличению мощности производства метанола (2 очередь). — Техническое перевооружение. |
| | | | 2016 | Сырье: 49,94 тыс. т метанола, 15,49 тыс. т карбамида Выработка: 61,51 тыс. т карбамидо-формальдегидного концентрата КФК-85, 15,05 тыс. т формалина | Формалин метанольный, карбамидоформальдегидный концентрат | Техническое перевооружение. |
| Омский НПЗ | АО «Газпромнефть-ОМПЗ» | 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 | Проекты увеличения глубины переработки: — Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок: установка гидрокрекинга вакуумного газойля мощностью 2,0 млн т в год в целях увеличения производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива; установка по производству водорода и серы. — Строительство комбинированной установки первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ) мощностью 8,4 млн т в год по нефти и 1,2 млн в год по стабильному газовому конденсату в целях замены устаревших установок, обеспечения раздельной переработки нефти и газового конденсата для улучшения низкотемпературных свойств авиакеросинов. — Строительство установки замедленного коксования мощностью 2,0 млн т гудрона в год в целях прекращения выпуска мазута и увеличения производства светлых нефтепродуктов и кокса анодного качества. — Другие проекты: — Строительство установок гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива мощностью 2,5 млн т в год в целях замены двух установок гидроочистки, увеличения объема производства зимнего дизельного топлива (введена в 2019 г.). — Реконструкция установки замедленного коксования 21-10/3М мощностью 740 тыс. т в год. — Строительство блока подготовки сырья для производства игольчатого кокса мощностью 38 тыс. т в год. — Реконструкция установки каталитического риформинга с увеличением мощности с 600 тыс. т в год до 900 тыс. т в год с целью переработки вторичных бензинов и исключения высокосернистых низкооктановых компонентов. — Строительство очистных сооружений мощностью по очистке стоков 3 450 м ³ в час в целях снижения концентрации вредных веществ в промышленных стоках, сокращения открытых площадных источников, снижения потребления свежей воды за счет возврата очищенных стоков на повторное использование. |

| Наименование | Компания | Место-положение | Год ввода в эксплуатацию / год создания | Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2019 г.) | Основная продукция | Основные инвестиционные проекты, реализовывавшиеся на предприятиях в 2019 г. |
|-------------------|------------------------|-------------------|---|--|--|--|
| Московский НПЗ | АО «Газпромнефть-МНПЗ» | Москва | 1938 г. | 12,76 млн т нефти | Бензин автомобильный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, СУГ, сера | — Строительство блока очистки газов регенерации каталитического крекинга в целях снижения выбросов SO ₂ , NO _x , эмиссии твердых веществ на установке каталитического крекинга 43-103 (введен в 2019 г.). — Реконструкция комплекса по производству ароматических углеводородов для увеличения межремонтного пробега до четырех лет и обеспечения возможности приема бензольной фракции с установки каталитического риформинга. — Реконструкция эстакады налива темных нефтепродуктов. — Реконструкция факельного хозяйства. — Схема приготовления, хранения и отгрузки судового топлива ТСУ-0,5 гибрид (введена в 2019 г.). — Строительство солнечной электростанции мощностью 1 МВт (введена в 2019 г.). |
| НПЗ (г. Панчево) | NIS | Панчево (Сербия) | 1968 г. | 4,6 млн т нефти | Бензин автомобильный, бензин газовый стабилизированный, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, бензол, толуол, СУГ, битум нефтяной, полимер битум, сера и пропилен | Проекты увеличения глубины переработки: — Строительство комбинированной установки переработки нефти мощностью 6,0 млн т нефти в год в целях увеличения объема переработки, производства высокооктановых бензинов, авиакеросина и дизельного топлива. — Строительство комплекса глубокой переработки нефти в составе установок гидрокрекинга и замедленного коксования мощностью 2,0 млн т вакуумного газойля и 2,4 млн т гудрона в год в целях снижения выпуска мазута, увеличения производства светлых нефтепродуктов. Другие проекты: — Строительство автоматизированной установки тактового налива для отгрузки дизельного топлива, судового топлива и автомобильного бензина с максимальным суточным объемом отгрузки 5,8 тыс. т / сут. — Строительство однопоточной установки гидроочистки керосиновой фракции мощностью 1,26 млн т в год. — Строительство установки получения элементарной серы. — Строительство эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт с максимальным суточным объемом отгрузки 6,6 тыс. т / сут. (введена в 2019 г.). |
| НПЗ (г. Нови-Сад) | NIS | Нови-Сад (Сербия) | 1968 г. | Находится на консервации | Бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут и битумы | Проекты увеличения глубины переработки: — Строительство комплекса глубокой переработки нефти мощностью 700 тыс. т в год в целях снижения выпуска мазута с высоким содержанием серы, увеличения объемов производства высококачественного дизельного топлива и освоения производства нефтяного кокса. Другие проекты: — Реконструкция установки каталитического крекинга с увеличением производительности с 600 до 660 тыс. т в год. — Строительство установки производства этил-трет-бутилового эфира мощностью 50 тыс. т в год. |

| Наименование | Компания | Место-положение | Год ввода в эксплуатацию / год создания | Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2019 г.) | Основная продукция | Основные инвестиционные проекты, реализовывавшиеся на предприятиях в 2019 г. |
|--|--|--|---|--|---|---|
| Завод по смешению масел и смазок (г. Бари) | Gaspromnft Lubricants Italia S.p.A. | Бари (Италия) | 1976 г. | 30 тыс. т масел и 6 тыс. т пластичных смазок | Масла индустриальные, масла автомобильные, смазки | – |
| Московский завод смазочных материалов (МЗСМ) | АО «Газпромнефть МЗСМ» | Фрязино, Московская область | 2007 г. | 62 тыс. т масел | Моторные, трансмиссионные, индустриальные масла | Модернизация производственных мощностей. |
| Омский завод смазочных материалов (ОЗСМ) | ООО «Газпромнефть — Смазочные материалы» | Омск | 2009 г. | 310 тыс. т масел | Моторные и индустриальные масла | Строительство комплекса гидродепарафинизации остатка гидрокрекинга с получением базовых масел групп II и III. |
| Рязанский опытный завод битумных материалов (РЗЕМ) | ООО «Газпромнефть — Рязанский завод битумных материалов» | Рязань | 2011 г. (установка по производству ПБВ) | 120 тыс. т ПБВ | ПБВ | – |
| Битумный завод | ТОО «Газпромнефть — Битум Казахстан» | Южно-Казахстанская область (Казахстан) | 2011 г. | 280 тыс. т | Дорожный и строительный битум | – |
| ООО «НОВА-Брит» | ООО «НОВА-Брит» | Вязьма, Смоленская область | 2005 г. | 80 тыс. т | Битумпроизводные продукты для дорожного, аэродромного строительства, жилищно-коммунального хозяйства, мосто- и метростроения: битумные мастики и герметики, битумно-полимерные стыковочные ленты, битумные эмульсии, ПБВ, полимерно-битумные эмульсионные мастики, защитно-восстановительные составы, «жидкая» резина | – |
| АО «СОВХИМТЕХ», ООО «Полиэфир», ООО «БСВ-ХИМ» | Группа компаний «Росполихим» | Нижний Новгород | 2001 г. | 5 тыс. т масел | Авиационные, гидравлические, закалочные, компрессорные, вакуумные, трансмиссионные, холодильные, индустриальные масла, масла для прокатных станков, смазочно-охлаждающие жидкости, пластификаторы, консервационные смазочные материалы, противообледенительная жидкость, винилин, присадки, базовые основы для смазочных материалов | – |

| Наименование | Компания | Место-положение | Год ввода в эксплуатацию / год создания | Тодовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2019 г.) | Основная продукция | Основные инвестиционные проекты, реализовывавшиеся на предприятиях в 2019 г. |
|---|--------------------------------|-----------------|---|--|--|---|
| | | | | | | |
| НПЗ | ООО «Газпром нефтехим Салават» | Салават | 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 | — Строительство установки производства водорода с блоком короткоцикловой адсорбции (КЦА) мощностью 25 тыс. м ³ водорода в час, а также блоков КЦА мощностью 42,0 тыс. м ³ в час по сырью и не менее 25 тыс. м ³ в час по водороду*, предназначенных для увеличения выработки топлива высокого экологического класса Евро-5. — Строительство комплекса каталитического крекинга мощностью 1,095 млн т вакуумного газойля в год, предназначенного для переработки вакуумного газойля с установок ЭЛОУ АВТ-6, АВТ-4 и гидроочищенного вакуумного газойля с установкой гидроочистки вакуумного газойля П-16-1 с получением высокооктанового компонента товарных бензинов. — Строительство установки обезвреживания сульфидно-щелочных стоков производительностью 50 т в час, которая обеспечит глубокую нейтрализацию и очистку стоков технологических производств, позволит снизить нагрузку на очистные сооружения и вернуть чистую воду 100 % качества в водохозяйственный оборот. — Строительство производства элементарной серы мощностью 60 тыс. т в год, предназначенной для переработки дополнительных объемов сероводорода, образующегося на установках гидроочистки НПЗ после увеличения переработки высокосернистого сырья. — Реконструкция установок гидроочистки вакуумного газойля мощностью 1,2 млн т в год по сырью и блока гидроочистки установки каталитического риформинга мощностью 1,0 млн т по сырью в целях увеличения производства товарных бензинов высокого экологического класса Евро-5. |
| Завод «Мономер» | ООО «Газпром нефтехим Салават» | Салават | 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, 376 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-изопренциклопентадиеновая, фракция бутилен-бутадиеновая, смола полимерная 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 | 1964 г. | 604,8 тыс. т аммиака, 701,7 тыс. т карбамида | Аммиак, карбамид, аммиачная вода | — |
| Завод по производству акриловой кислоты и бутилакрилата | ООО «Акрил Салават» | Салават | 2016 г. | 80 тыс. т бутилакрилата, 35 тыс. т ледяной акриловой кислоты (полимерного качества) | Бутилакрилат, ледяная акриловая кислота | — |

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

Кроме того, Группа Газпром имеет доступ к мощностям:

| Наименование | Компания | Место-положение | Год ввода в эксплуатацию / год создания | Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции (по состоянию на 31.12.2019 г.) | Основная продукция |
|-----------------------|--|------------------------------|---|--|---|
| Ярославнефтеоргсинтез | ПАО «Славнефть — ЯНОС» | Ярославль | 1958–1961 гг. | 15,0 млн т нефти | Бензин автомобильный, бензин газовый стабилизированный, 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. | 140,0 тыс. т | Полипропилен |
| Полюм | ООО «Полюм» (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 ³ ПНГ | Сухой отбензиненный газ, ШФЛУ |

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

| Наименование и цель проекта | Компания | Местоположение | Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции | Год ввода в эксплуатацию | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|------------|----------------|--|--|---|
| Новоуренгойский газохимический комплекс (ГХК). Цель — переработка газов деэтаннизации конденсата месторождений Надым-Тур-Газовского региона. Потенциальными рынками сбыта товарной продукции являются российские потребители, европейский и азиатский рынки. | ООО «НГХК» | Новый Уренгой | 1 456 тыс. т этансодержащего газа, 400 тыс. т полиэтилена низкой плотности | Будет определен по результатам диагностического обследования объекта | В 2019 г. разработано предынвестиционное исследование «Обоснование инвестиций проекта модернизации Новоуренгойского газохимического комплекса» с определением оптимального варианта завершения инвестиционного проекта. Дальнейшая работа по реализации проекта будет продолжена в рамках подписанного в сентябре 2019 г. между ПАО «Газпром» и ПАО «Сибур Холдинг». Соглашения 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, в рамках которой в 2020 г. запланировано выполнение комплекса инженерных изысканий, диагностики ранее закупленного и смонтированного оборудования, трубопроводов, технических устройств, обследования зданий и сооружений с разработкой проекта «Завершение строительства Новоуренгойского ГХК». |

| Наименование и цель проекта | Компания | Местоположение | Годовая проектная мощность по переработке сырья / производству продукции | Год ввода в эксплуатацию | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--|---------------------------------------|---|--|---|
| Амурский ГПЗ. Цель — комплексная переработка газа Якутского и Иркутского центров газодобычи. | ООО «Газпром переработка Благовещенск» | Свободненский район, Амурская область | Переработка 42,0 млрд м ³ природного газа. Производство 39,0 млрд м ³ товарного газа, до 2,0 млн т этана, до 1,6 млн т СУГ, до 0,2 млн т ПГФ, 60,0 млн м ³ гелия* | Первый пусковой комплекс — 2021 г., второй пусковой комплекс — 2022 г., третий пусковой комплекс — 2023 г., четвертый пусковой комплекс — 2024 г., пятый пусковой комплекс — 2025 г. | Проектные работы завершены в полном объеме, по всем этапам получены положительные заключения государственной/негосударственной экспертизы. Завершены подготовительные работы, подготовка необходимой инфраструктуры. Проводятся полномасштабные работы по строительству объектов газоперерабатывающего гелиевого комплекса. Ведутся работы на объектах четырех технологических линий (ТП). Проводятся работы по устройству свайных оснований, фундаментов, монолитных бетонных конструкций, монтажу металлоконструкций и крупнотоннажного оборудования, проводятся сварочные работы на технологических трубопроводах. Завершаются работы на объектах узла подключения МГ «Сила Сибири». |
| Установка стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Газовского 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 ³ | 2020 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 | Перспективные объемы доступного сырья — от 1,5 до 3,0 млрд м ³ природного газа* | 2025 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 «Газпром-нефть — КС» | Омск | 21 тыс. т катализаторов | 2021 г. | Проектные работы завершены в полном объеме, по всем этапам получены положительные заключения государственной экспертизы. Завершены подготовительные работы, подготовка необходимой инфраструктуры. Проводятся полномасштабные работы по строительству общезаводского хозяйства и пилотного центра, работы по устройству свайных оснований и фундаментов основного производства. Осуществляется поставка крупнотоннажного оборудования на площадку строительства. В феврале 2019 г. заключен специальный инвестиционный контракт с Минпромторгом России и Правительством Омской области для получения налоговых льгот. |

* Приведено в нормальных кубических метрах газа, измеренным под давлением в одну атмосферу при 0° С.

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выводу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

| Наименование проекта | Компания | Местоположение | Условия участия Группы Газпром | Годовая проектная производительность | Год ввода в эксплуатацию | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|---|--|---|---|--|--|
| Интегрированный комплекс по переработке и сжижению природного газа в Усть-Луге. Цель — комплексная переработка этаносодержащего газа Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО. | 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» — до привлеченного газа, СУГ, этано-вой и пентан-гексановой фракции | Переработка 45 млрд м ³ природного газа с производством сухого отбензиненного газа, СУГ, этано-вой и пентан-гексановой фракции | Первая очередь — конец 2023 г.; вторая очередь — конец 2024 г. | Ведутся подготовительные мероприятия в области обеспечения лицензионными технологиями и подготовки закупок, разработаны контрактная стратегия и дорожная карта по организации проектного финансирования. Ведется проектирование, завершены инженерные изыскания, осуществляется подготовка площадки строительства. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 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

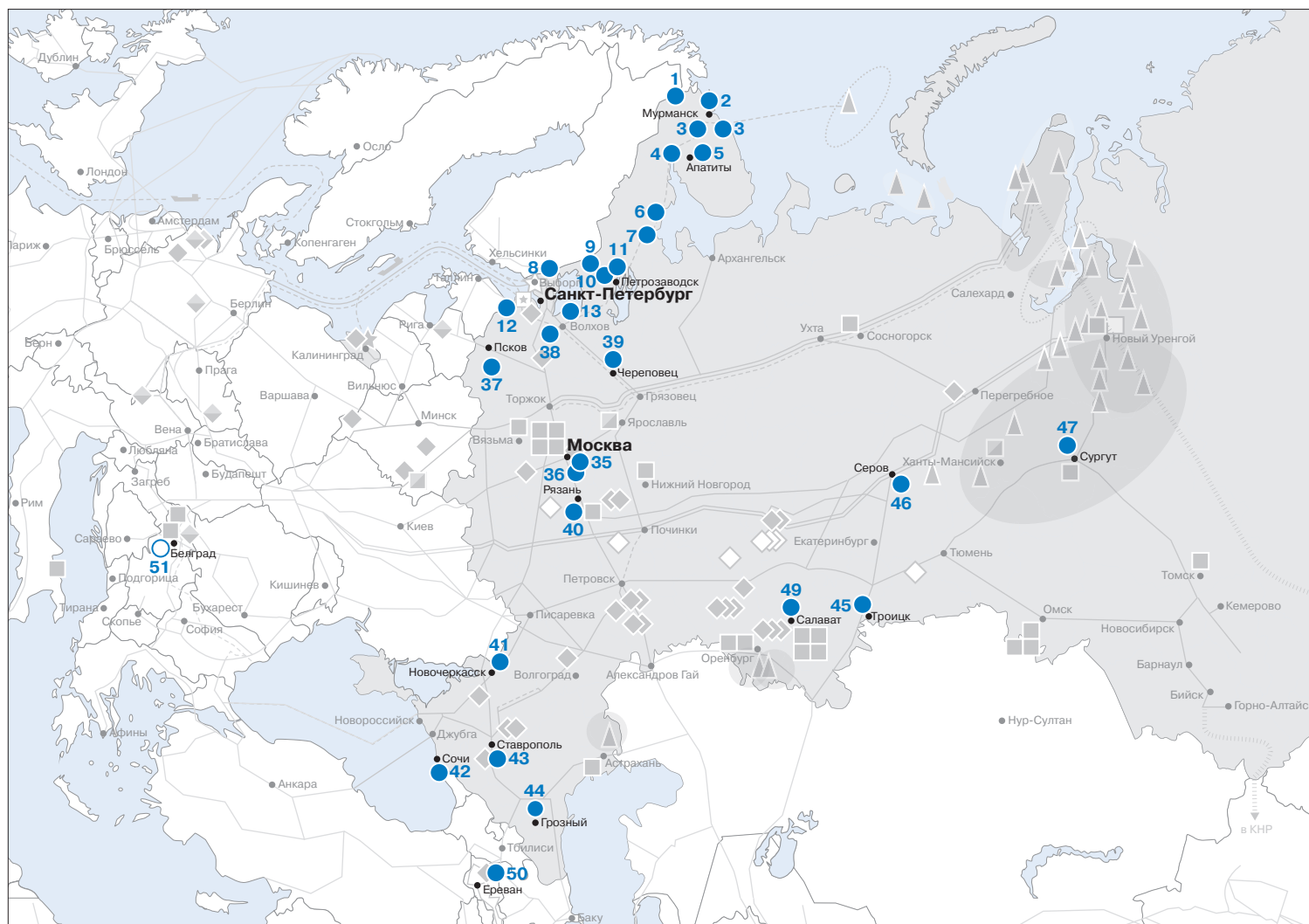
| Наименование проекта | Компания | Местоположение | Годовая проектная производительность | Год ввода в эксплуатацию | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|---|---------------------------|-----------------------|---|--------------------------|--|
| Нефтеперекачивающая станция Уренгойская | ООО «Газпром переработка» | Пуровский район, ЯНАО | Транспортировка 5,0 млн т углеводородов | 2020 г. | Проект находится в завершающей стадии строительства. |
| Нефtekонденсатопровод Уренгой — Пурле | | Пуровский район, ЯНАО | Транспортировка 5,0 млн т углеводородов | 2020 г. | Проект находится в завершающей стадии строительства. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 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. |

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)

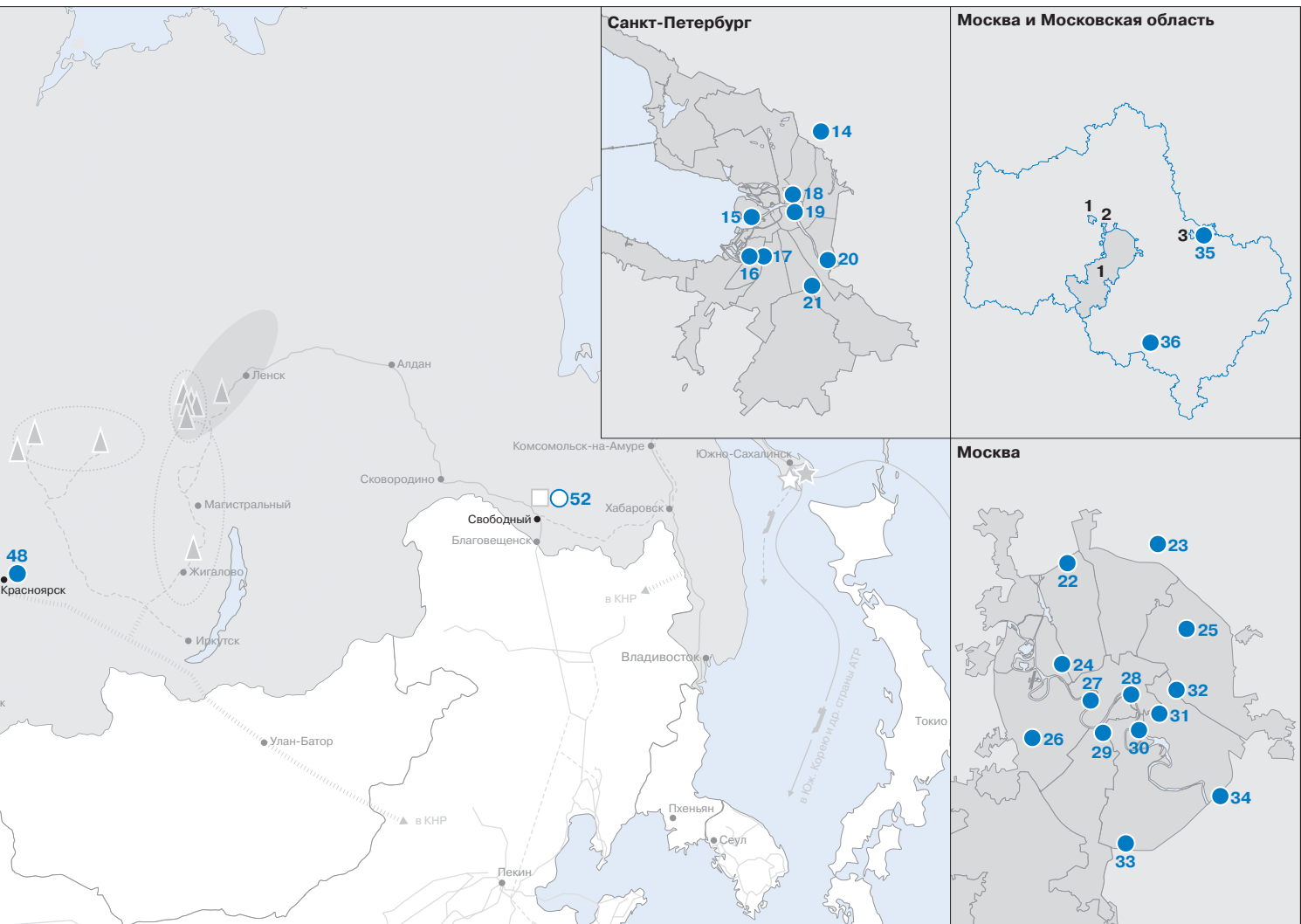
ПАО «ТГК-1» в Мурманской области, Республике Карелия, Ленинградской области

- 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 Группа малых ГЭС
- 10 Петрозаводская ТЭЦ
- 11 Каскад Сунских ГЭС
- 12 Нарвская ГЭС
- 13 Каскад Ладожских ГЭС

ПАО «ТГК-1» в г. Санкт-Петербурге

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

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г.



ПАО «Мосэнерго»

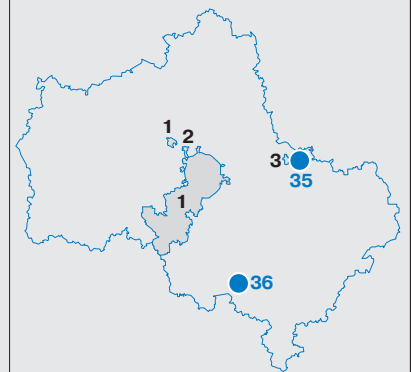
| | |
|----|--------------------------|
| 22 | ТЭЦ-21 |
| 23 | ТЭЦ-27 |
| 24 | ТЭЦ-16 |
| 25 | ТЭЦ-23 |
| 26 | ТЭЦ-25 |
| 27 | ТЭЦ-12 |
| 28 | ГЭС-1 им. П.Г. Смидовича |
| 29 | ТЭЦ-20 |
| 30 | ТЭЦ-9 |
| 31 | ТЭЦ-8 |
| 32 | ТЭЦ-11 им. М.Я. Уфаева |
| 33 | ТЭЦ-26 |
| 34 | ТЭЦ-22 |
| 35 | ГРЭС-3 им. Р.Э.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

ПАО «ОГК-2»

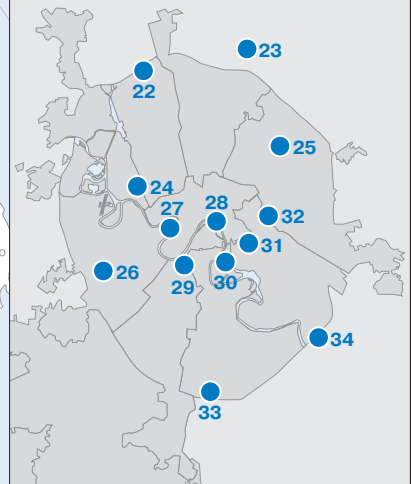
| | |
|----|----------------------|
| 37 | Псковская ГРЭС |
| 38 | Киришская ГРЭС |
| 39 | Череповецкая ГРЭС |
| 40 | Рязанская ГРЭС |
| 41 | Новочеркасская ГРЭС |
| 42 | Адлерская ТЭС |
| 43 | Ставропольская ГРЭС |
| 44 | Грозненская ТЭС |
| 45 | Троицкая ГРЭС |
| 46 | Серовская ГРЭС |
| 47 | Сургутская ГРЭС-1 |
| 48 | Красноярская ГРЭС-2* |

* ГРЭС находится в эксплуатации у ПАО «ОГК-2» до завершения переходного периода и передачи станции в оперативное управление АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» в соответствии с заключенным в декабре 2019 г. соглашением о продаже станции.

Москва и Московская область



Москва



49 Ново-Салаватская ТЭС

50 5-й энергоблок Разданской ТЭС (Армения)

51 Проект ТЭЦ в г. Панчево (Сербия)

52 Проект Свободненской ТЭС

Генерирующие мощности Группы Газпром

| Генерирующая компания | По состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Электрические мощности, МВт | | | | | |
| На территории России | | | | | |
| Газпром энергохолдинг | | | | | |
| ПАО «Мосэнерго» | 12 915 | 12 963 | 12 873 | 12 798 | 12 825 |
| ПАО «МОЭК» и его дочерние общества | 129 | – | – | – | – |
| ПАО «ОГК-2» | 18 024 | 18 955 | 18 997 | 18 828 | 19 012 |
| ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества | 7 057 | 6 951 | 6 950 | 6 950 | 6 918 |
| Всего | 38 125 | 38 869 | 38 820 | 38 576 | 38 755 |
| Прочие активы | | | | | |
| Газпром нефтехим Салават | 541 | 893 | 893 | 893 | 893 |
| Другие | – | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Всего | 541 | 896 | 896 | 896 | 896 |
| Итого на территории России | 38 666 | 39 765 | 39 716 | 39 472 | 39 651 |
| На территории зарубежных стран | | | | | |
| ЗАО «Газпром Армения» | 467 | 467 | 467 | 467 | 467 |
| Другие | – | 13 | 13 | 12 | 12 |
| Итого на территории зарубежных стран | 467 | 480 | 480 | 479 | 479 |
| Итого | 39 133 | 40 245 | 40 196 | 39 951 | 40 130 |
| Тепловые мощности, Гкал/ч | | | | | |
| На территории России | | | | | |
| Газпром энергохолдинг | | | | | |
| ПАО «Мосэнерго» | 43 315 | 42 894 | 42 761 | 43 136 | 43 211 |
| ПАО «МОЭК» и его дочерние общества | 6 845 | 7 036 | 7 236 | 7 091 | 6 661 |
| ПАО «ОГК-2» | 4 336 | 4 169 | 4 162 | 3 934 | 3 959 |
| ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества | 14 142 | 14 532 | 13 646 | 13 745 | 13 487 |
| Всего | 68 638 | 68 631 | 67 805 | 67 906 | 67 318 |
| Прочие активы | | | | | |
| Газпром нефтехим Салават | 1 619 | 2 352 | 2 352 | 2 352 | 2 429 |
| Другие | – | 759 | 801 | 518 | 489 |
| Всего | 1 619 | 3 111 | 3 153 | 2 870 | 2 918 |
| Итого на территории России | 70 257 | 71 742 | 70 958 | 70 776 | 70 236 |
| На территории зарубежных стран | | | | | |
| | – | 9 | 9 | 9 | 28 |
| Итого | 70 257 | 71 751 | 70 967 | 70 785 | 70 264 |

Производство тепла и электроэнергии Группой Газпром

| Генерирующая компания | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Производство электроэнергии, млрд кВт·ч | | | | | |
| На территории России | | | | | |
| Газпром энергохолдинг | | | | | |
| ПАО «Мосэнерго» | 54,71 | 59,07 | 57,87 | 58,31 | 60,11 |
| ПАО «МОЭК» и его дочерние общества | 0,13 | – | – | – | – |
| ПАО «ОГК-2» | 64,36 | 67,09 | 63,43 | 58,92 | 54,69 |
| ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества | 25,81 | 27,67 | 29,51 | 29,33 | 28,27 |
| Всего | 145,01 | 153,83 | 150,81 | 146,56 | 143,07 |
| Прочие активы | | | | | |
| Газпром нефтехим Салават | 2,35 | 2,90 | 4,65 | 4,94 | 4,92 |
| Другие | – | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 |
| Всего | 2,35 | 2,90 | 4,65 | 4,94 | 4,93 |
| Итого на территории России | 147,36 | 156,73 | 155,46 | 151,50 | 148,00 |
| На территории зарубежных стран | | | | | |
| ЗАО «Газпром Армения» | 0,64 | 0,69 | 0,99 | 1,62 | 0,94 |
| Другие | – | 0,09 | 0,10 | 0,07 | 0,08 |
| Итого на территории зарубежных стран | 0,64 | 0,78 | 1,09 | 1,69 | 1,02 |
| Итого | 148,00 | 157,51 | 156,55 | 153,19 | 149,02 |
| Производство тепла, млн Ккал | | | | | |
| На территории России | | | | | |
| Газпром энергохолдинг | | | | | |
| ПАО «Мосэнерго» | 71,68 | 81,83 | 79,45 | 82,29 | 75,37 |
| ПАО «МОЭК» и его дочерние общества | 12,29 | 10,19 | 9,85 | 10,17 | 9,07 |
| ПАО «ОГК-2» | 6,52 | 6,90 | 6,76 | 7,01 | 6,65 |
| ПАО «ТГК-1» и его дочерние общества | 23,02 | 24,44 | 24,71 | 24,89 | 24,17 |
| Всего | 113,51 | 123,36 | 120,77 | 124,36 | 115,26 |
| Прочие активы | | | | | |
| Газпром нефтехим Салават | 5,11 | 5,44 | 5,78 | 6,07 | 6,31 |
| Другие | – | 0,69 | 0,79 | 0,82 | 0,81 |
| Всего | 5,11 | 6,13 | 6,57 | 6,89 | 7,12 |
| Итого на территории России | 118,62 | 129,49 | 127,34 | 131,25 | 122,38 |
| На территории зарубежных стран | | | | | |
| | – | 0,00 | – | – | – |
| Итого | 118,62 | 129,49 | 127,34 | 131,25 | 122,38 |

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Основные проекты по созданию новых мощностей

| Наименование | Компания | Назначение | Проектные характеристики | | | Год ввода в эксплуатацию |
|---|---|---|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| | | | Количество и тип блоков | Установленная электрическая мощность | Установленная тепловая мощность | |
| Строительство Свободненской ТЭС | ООО «Свободненская ТЭС» | Обеспечение энергоснабжения Амурского ГПЗ | 2 ПСУ | 160 МВт | Уточняется | 2020 г. |
| Строительство 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 МВт | Уточняется | 2020 г. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

Основные проекты по реконструкции и модернизации

Проекты, отобранные в рамках процедуры конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на территории России

| Компания | Электростанция | Объект | Год начала поставки мощности | Мощность после реализации проекта, МВт |
|----------------------------|----------------------|---|------------------------------|--|
| ПАО «ТГК-1» | Автовская ТЭЦ | Турбоагрегат ТГ-7 | 2022 | 116,4 |
| | | Турбоагрегат ТГ-6 | 2024 | 120,0 |
| | Северная ТЭЦ | Котельное оборудование ТГ-4 | 2025 | 100,0 |
| ПАО «ОГК-2» | Киришская ГРЭС | Паровая турбина ТГ-2 ПТ-60 | 2022 | 65,0 |
| | | Паровая турбина ТГ-1 | 2024 | 60,0 |
| | | Оборудование ТЭЦ-части с заменой паровой турбины ТГ-4 ПТ-60 | 2025 | 65,0 |
| | Сургутская ГРЭС-1 | Энергоблок № 13 | 2025 | 190,0 |
| | | Энергоблок № 16 | 2025 | 215,0 |
| ПАО «Мосэнерго» | ТЭЦ-22 | Оборудование энергоблока № 10 (ТГ-10) | 2024 | 250,0 |
| | ТЭЦ-23 | Турбоагрегат ТГ-4 | 2024 | 110,0 |
| | ТЭЦ-21 | Турбоагрегат ПТ-80 ст. № 7 (ТГ-7) | 2025 | 80,0 |
| | ТЭЦ-25 | Оборудование энергоблока № 4 (ТГ-4) | 2025 | 257,0 |
| ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» | Ново-Салаватская ТЭЦ | Турбоагрегат ТГ-5 | 2022 | 105,0 |
| | | Турбоагрегат ТГ-1 | 2023 | 50,0 |
| | | Турбоагрегат ТГ-7 | 2024 | 135,0 |
| Всего | | | | 1 918,4 |

Другие проекты по реконструкции и модернизации на территории России

| Компания | Электростанция | Объект | Год ввода в эксплуатацию | Мощность после реализации проекта, МВт |
|-----------------|-------------------------|--|--------------------------|--|
| ПАО «ТГК-1» | Верхне-Тулomsкая ГЭС-12 | Гидроагрегаты № 1–4 | 2020–2023 гг. | 300 |
| | Центральная ТЭЦ | Водогрейная котельная Электростанции № 2 | 2023 г. | 849 |
| ПАО «Мосэнерго» | ТЭЦ-22 | Оборудование энергоблока № 9 | 2021 г. | 295 |

Реализация газа

Выручка от продажи газа

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| млн руб. | | | | | |
| Россия | 805 615 | 819 924 | 875 685 | 954 493 | 970 913 |
| Дальнее зарубежье | 2 165 500 | 2 140 027 | 2 221 217 | 2 951 215 | 2 490 372 |
| Страны БСС | 429 660 | 309 644 | 292 777 | 348 625 | 356 102 |
| Ретроактивные корректировки цены на газ | 26 482 | 33 175 | -49 092 | 49 338 | -16 657 |
| Всего | 3 427 257 | 3 302 770 | 3 340 587 | 4 303 671 | 3 800 730 |
| млн долл. * | | | | | |
| Россия | 13 138 | 12 269 | 15 018 | 15 175 | 15 020 |
| Дальнее зарубежье | 35 315 | 32 022 | 38 093 | 46 919 | 38 527 |
| Страны БСС | 7 007 | 4 633 | 5 021 | 5 543 | 5 509 |
| Ретроактивные корректировки цены на газ | 432 | 496 | -842 | 784 | -258 |
| Всего | 55 892 | 49 420 | 57 290 | 68 421 | 58 798 |
| млн евро* | | | | | |
| Россия | 11 849 | 11 082 | 13 264 | 12 879 | 13 420 |
| Дальнее зарубежье | 31 850 | 28 923 | 33 645 | 39 822 | 34 421 |
| Страны БСС | 6 319 | 4 185 | 4 435 | 4 704 | 4 922 |
| Ретроактивные корректировки цены на газ | 389 | 448 | -744 | 666 | -230 |
| Всего | 50 407 | 44 638 | 50 600 | 58 071 | 52 533 |

* 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 | | | | |
|-------------------------------|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Россия | | | | | |
| руб. / 1 000 м ³ | 3 641,3 | 3 815,5 | 3 808,3 | 3 981,3 | 4 118,2 |
| долл.* / 1 000 м ³ | 59,4 | 57,1 | 65,3 | 63,3 | 63,7 |
| евро* / 1 000 м ³ | 53,6 | 51,6 | 57,7 | 53,7 | 56,9 |
| Дальнее зарубежье | | | | | |
| руб. / 1 000 м ³ | 15 057,3 | 11 763,3 | 11 670,5 | 15 499,5 | 13 613,0 |
| долл. / 1 000 м ³ | 245,6 | 176,0 | 200,2 | 246,4 | 210,6 |
| евро* / 1 000 м ³ | 221,5 | 159,0 | 176,8 | 209,1 | 188,2 |
| Страны БСС | | | | | |
| руб. / 1 000 м ³ | 11 911,0 | 10 263,1 | 9 237,0 | 10 225,9 | 10 175,9 |
| долл. / 1 000 м ³ | 194,2 | 153,6 | 158,4 | 162,6 | 157,4 |
| евро* / 1 000 м ³ | 175,2 | 138,7 | 139,9 | 138,0 | 140,6 |

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

Реализация газа Группой Газпром, млрд м³

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---------------------------------------|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Объем продаж газа в России | 221,2 | 214,9 | 229,9 | 239,7 | 235,8 |
| Объем продаж газа в дальнее зарубежье | 184,4 | 228,3 | 242,0 | 243,3 | 232,4 |
| Объем продаж газа в страны БСС | 40,3 | 33,2 | 35,0 | 38,1 | 38,7 |
| Всего | 445,9 | 476,4 | 506,9 | 521,1 | 506,9 |

Реализация газа Группой Газпром в зарубежные страны, млрд м³

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Объем продаж газа в дальнее зарубежье | | | | | |
| Европейские страны дальнего зарубежья | | | | | |
| Австрия | 5,0 | 7,5 | 9,8 | 9,0 | 9,1 |
| Бельгия | 1,5 | 2,5 | 2,7 | 2,8 | 1,3 |
| Болгария | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 3,2 | 2,4 |
| Босния и Герцеговина | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Великобритания | 22,5 | 25,7 | 29,1 | 34,2 | 59,0 |
| Венгрия | 6,0 | 5,7 | 7,0 | 7,3 | 10,5 |
| Германия | 47,4 | 57,9 | 67,1 | 65,7 | 44,9 |
| Греция | 2,0 | 2,7 | 2,9 | 3,3 | 2,5 |
| Дания | 0,7 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,7 |
| Ирландия | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,1 |
| Испания | – | – | 0,2 | 0,1 | 0,5 |
| Италия | 24,4 | 24,7 | 23,7 | 22,6 | 22,0 |
| Нидерланды | 8,4 | 27,5 | 17,4 | 21,4 | 16,3 |
| Польша | 8,9 | 11,1 | 10,5 | 9,9 | 9,7 |
| Румыния | 0,3 | 1,7 | 1,4 | 1,5 | 1,1 |
| Северная Македония | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,2 |
| Сербия | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| Словакия | 3,8 | 3,7 | 4,5 | 5,0 | 6,5 |
| Словения | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 0,3 |
| Турция | 27,0 | 24,8 | 29,0 | 24,0 | 15,4 |
| Финляндия | 2,8 | 2,5 | 2,4 | 2,6 | 2,5 |
| Франция | 10,5 | 12,5 | 13,3 | 13,3 | 13,0 |
| Хорватия | 0,6 | 0,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| Чехия | 0,9 | 3,1 | 3,8 | 2,6 | 2,2 |
| Швейцария | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,3 |
| Китай | 0,2 | 0,1 | 0,8 | 0,8 | 1,5 |
| в т. ч. по МГ «Сила Сибири» | x | x | x | x | 0,3 |
| Другие страны дальнего зарубежья | 5,2 | 5,7 | 4,7 | 5,5 | 4,2 |
| Всего | 184,4 | 228,3 | 242,0 | 243,3 | 232,4 |
| Объем продаж газа в страны БСС | | | | | |
| Азербайджан | 0,1 | – | 0,4 | 1,0 | – |
| Армения | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 2,0 |
| Беларусь | 18,4 | 18,3 | 18,8 | 20,0 | 19,9 |
| Грузия | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,2 |
| Казахстан | 4,7 | 4,7 | 4,8 | 6,2 | 7,7 |
| Кыргызстан | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Латвия | 1,3 | 1,3 | 1,8 | 1,3 | 1,7 |
| Литва | 2,2 | 0,9 | 1,4 | 1,4 | 0,9 |
| Молдова | 2,9 | 3,0 | 2,7 | 3,0 | 2,9 |
| Украина | 7,8 | 2,4 | 2,4 | 2,7 | 2,8 |
| Эстония | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,3 |
| Южная Осетия | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Всего | 40,3 | 33,2 | 35,0 | 38,1 | 38,7 |

Объемы продаж крупнотоннажного СПГ Группой Газпром на рынки зарубежных стран

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| трлн БТЕ | | | | | |
| Аргентина | 16,2 | 19,7 | – | – | – |
| Великобритания | – | – | – | – | 21,4 |
| Египет | 3,4 | 3,4 | – | – | – |
| Индия | 18,7 | 22,7 | 9,9 | 36,1 | 39,9 |
| Испания | – | – | 6,5 | 2,9 | 10,9 |
| Китай | 6,6 | 3,4 | 29,4 | 29,2 | 41,4 |
| Кувейт | 3,3 | 3,3 | 16,9 | 20,1 | – |
| Малайзия | – | – | – | – | – |
| Мексика | – | 6,5 | – | – | – |
| ОАЭ | – | 6,5 | 3,1 | – | – |
| Республика Корея | 26,5 | 3,3 | 13,2 | 26,4 | 20,2 |
| Таиланд | – | – | 3,3 | – | – |
| Тайвань (Китай) | 9,9 | 26,0 | 19,8 | 19,3 | 3,3 |
| Япония | 78,1 | 78,5 | 56,9 | 29,7 | 19,6 |
| Поставки на условиях FOB | 7,0 | 3,0 | – | 21,4 | 23,5 |
| Всего* | 169,6 | 176,5 | 159,2 | 185,0 | 180,1 |
| В т. ч. продажи СПГ с проекта «Сахалин-2» | 86,0 | 59,4 | 72,9 | 70,1 | 60,1 |
| Всего, млн т | 3,56 | 3,71 | 3,34 | 3,88 | 3,78 |
| Всего, млрд м³ | 4,75 | 4,94 | 4,46 | 5,18 | 5,04 |

* 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.

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 | 2,7 млрд м ³ газа | 2018 г. |

Перспективные проекты производства крупнотоннажного СПГ с участием Группы Газпром

| Наименование | Компания | Целевые рынки сбыта | Годовая проектная производительность | Год ввода в эксплуатацию | Статус проекта (по состоянию на 31.12.2019 г.) |
|--|--|---|--------------------------------------|---|--|
| Интегрированный комплекс по переработке и сжижению природного газа в Усть-Луге | ООО «РусХимАльянс» (создано на паритетной основе) ООО «Газпром инвест РГК» (дочернее общество ООО «Газпром межрегионгаз») и АО «РусГазДобыча» | Целевые рынки будут определены по результатам маркетинговых исследований. | 13 млн т СПГ | Первая очередь — конец 2023 г., вторая очередь — конец 2024 г. | Ведутся подготовительные мероприятия в области обеспечения лицензионными технологиями и подготовки закупок, разработаны контрактная стратегия и дорожная карта по организации проектного финансирования. Ведется проектирование, завершены инженерные изыскания, осуществляется подготовка площадки строительства. |
| Третья технологическая линия завода СПГ проекта «Сахалин-2» | Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (ассоциированная организация Группы Газпром) | Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) | 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 ТЛ завода СПГ. Окончательного решения о реализации проекта не принято. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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 31.12.2019 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 | 2020 г. | Проектная и рабочая документация по проекту разработана в полном объеме. Основное технологическое оборудование КСПГ поставлено на площадку строительства. В декабре 2018 г. введена в эксплуатацию подстанция 110 кВ «Мыс». Завершены работы по конверсии приобретенного судна-газовоза в плавучее хранилище «Портовый», которое будет пришвартовано к технологическому причалу. Проведены ходовые и газовые испытания. Ведется монтаж систем автоматизации и подготовка комплекса к эксплуатации: пусконаладочные работы «вхолостую», подготовка к запуску системы. |
| 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 | Выполняется Обоснование инвестиций. |

Примечание. Информация приведена по состоянию на 31 декабря 2019 г. Сроки по вводу объектов в эксплуатацию и выходу на проектную производительность могут изменяться в зависимости от ситуации на рынке энергоносителей.

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--------------------|----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Австрия | 303,5 | 872,2 | 869,7 | 733,3 | 771,8 |
| Бельгия | 620,7 | 1 530,7 | 1 881,3 | 1 736,4 | 1 168,5 |
| Великобритания | 3 028,0 | 3 825,6 | 4 610,7 | 4 917,2 | 4 935,3 |
| Венгрия | 104,8 | 197,4 | 296,2 | 330,1 | 349,3 |
| Германия | 3 665,7 | 13 163,4 | 14 892,5 | 14 012,4 | 9 992,6 |
| Ирландия | 187,4 | 59,8 | 96,2 | 316,4 | 109,2 |
| Нидерланды | 1 335,5 | 3 220,8 | 2 075,0 | 2 991,5 | 2 578,3 |
| Румыния | 22,8 | 169,7 | 221,5 | 70,8 | 41,8 |
| Северная Македония | 93,0 | 139,5 | – | – | – |
| Словакия | – | 6,5 | 173,8 | 242,0 | 246,8 |
| Франция | 780,9 | 947,9 | 1 014,3 | 1 083,0 | 1 621,9 |
| Чехия | 233,9 | 809,1 | 1 755,3 | 1 961,5 | 1 123,3 |
| Всего | 10 376,2 | 24 942,6 | 27 886,5 | 28 394,6 | 22 938,8 |

Примечание. Учтены показатели Gazprom Germania GmbH и его дочерних организаций. Данные за 2017–2018 гг. изменены в связи с переклассификацией отдельных контрагентов и соответствующих объемов реализации.

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Внутреннее потребление газа в России | 444,3 | 456,7 | 468,0 | 493,2 | 481,0 |
| Поставка потребителям России по ГТС Газпрома* | 339,4 | 348,8 | 351,3 | 361,7 | 353,9 |
| в т. ч. Группой Газпром по ГТС (с учетом покупки у компаний, не входящих в Группу Газпром) | 222,0 | 226,9 | 231,3 | 244,1 | 240,0 |
| Поставка потребителям России по ГТС Газпрома от добычи Группы Газпром* | 211,2 | 210,2 | 216,3 | 224,9 | 221,2 |

* Без учета технологических нужд ГТС.

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--------------------------|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Все категории | 3 759,4 | 3 938,2 | 3 988,5 | 4 117,2 | 4 224,8 |
| Промышленные потребители | 3 958,1 | 4 158,1 | 4 202,3 | 4 316,4 | 4 423,7 |
| Население | 3 253,0 | 3 422,8 | 3 512,9 | 3 640,0 | 3 734,4 |

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 | | | | |
|---|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми газораспределительными организациями (ГРО) Газпрома, тыс. км | 746,3 | 760,1 | 773,4 | 786,7 | 802,8 |
| Транспортировка природного газа по газораспределительным системам, обслуживаемым дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, млрд м ³ | 231,3 | 208,0 | 239,0 | 239,7 | 232,6 |
| Потребители, обслуживаемые дочерними и зависимыми ГРО Газпрома (природный газ), в т. ч.: | | | | | |
| квартиры и частные домовладения, млн ед. | 26,8 | 27,0 | 28,5 | 27,7 | 28,0 |
| промышленные объекты, тыс. ед. | 32,8 | 32,9 | 31,6 | 32,4 | 32,8 |
| сельскохозяйственные объекты, тыс. ед. | 6,9 | 7,2 | 7,6 | 8,1 | 9,1 |
| коммунально-бытовые объекты, тыс. ед. | 303,6 | 312,3 | 326,1 | 332,6 | 344,0 |
| Объем финансирования Газпромом программ газификации, млрд руб. | 27,6 | 25,0 | 29,5 | 36,7 | 34,3 |
| Уровень газификации природным газом*, в т. ч.: | 66,2 % | 67,2 % | 68,1 % | 68,6 % | 70,1 % |
| города и поселки городского типа | 70,4 % | 70,9 % | 71,4 % | 71,9 % | 73,0 % |
| сельская местность | 56,1 % | 57,1 % | 58,7 % | 59,4 % | 61,8 % |

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

Деятельность Группы Газпром в области газораспределения на территории зарубежных стран

| | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|---|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Армения | | | | | |
| Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км | 14 330 | 14 701 | 15 063 | 18 245 | 18 808 |
| Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м ³ | 1 861,7 | 1 888,1 | 1 985,2 | 2 187,0 | 2 233,1 |
| Обслуживаемые потребители, в т. ч.: | | | | | |
| квартиры и частные домовладения, тыс. ед. | 669 | 678 | 689 | 702 | 714 |
| промышленные объекты, ед. | 1 819 | 1 873 | 1 933 | 1 991 | 2 070 |
| сельскохозяйственные объекты, ед. | 476 | 508 | 566 | 654 | 800 |
| коммунально-бытовые объекты, ед. | 12 502 | 12 254 | 13 044 | 13 522 | 14 320 |
| Кыргызстан | | | | | |
| Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км | 2 861 | 2 896 | 3 093 | 3 632 | 3 717 |
| Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м ³ | 261,1 | 262,7 | 282,5 | 312,4 | 314,4 |
| Обслуживаемые потребители, в т. ч.: | | | | | |
| квартиры и частные домовладения, тыс. ед. | 292 | 296 | 303 | 317 | 343 |
| промышленные объекты, ед. | 159 | 200 | 203 | 203 | 203 |
| коммунально-бытовые объекты, ед. | 2 729 | 2 890 | 2 992 | 3 189 | 3 400 |
| Румыния* | | | | | |
| Протяженность обслуживаемых распределительных газопроводов, км | 256 | 284 | 296 | 313 | x |
| Объем транспортировки газа по газораспределительным сетям, млн м ³ | 61,5 | 63,0 | 71,5 | 73,0 | x |
| Обслуживаемые потребители, в т. ч.: | | | | | |
| квартиры и частные домовладения, тыс. ед. | 33 | 37 | 41 | 44 | x |
| промышленные предприятия, ед. | 1 383 | 1 457 | 1 590 | 1 685 | 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 | | | | |
|-------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| млн руб. | | | | | |
| Россия | 77 519 | 81 302 | 71 434 | 64 645 | 62 173 |
| Дальнее зарубежье | 155 509 | 307 128 | 438 754 | 631 560 | 648 752 |
| Страны БСС | 27 580 | 23 528 | 29 770 | 38 748 | 41 865 |
| Всего | 260 608 | 411 958 | 539 958 | 734 953 | 752 790 |
| млн долл.* | | | | | |
| Россия | 1 264 | 1 217 | 1 225 | 1 028 | 962 |
| Дальнее зарубежье | 2 536 | 4 596 | 7 525 | 10 041 | 10 036 |
| Страны БСС | 450 | 352 | 511 | 616 | 648 |
| Всего | 4 250 | 6 165 | 9 261 | 11 685 | 11 646 |
| млн евро* | | | | | |
| Россия | 1 140 | 1 099 | 1 082 | 872 | 859 |
| Дальнее зарубежье | 2 287 | 4 151 | 6 646 | 8 522 | 8 967 |
| Страны БСС | 406 | 318 | 451 | 523 | 579 |
| Всего | 3 833 | 5 568 | 8 179 | 9 917 | 10 405 |

* 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 | | | | |
|-------------------|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Россия | 5,35 | 5,92 | 4,26 | 2,66 | 2,62 |
| Дальнее зарубежье | 9,76 | 17,06 | 21,61 | 21,15 | 22,94 |
| Страны БСС | 1,88 | 1,69 | 1,71 | 1,74 | 1,71 |
| Всего | 16,99 | 24,67 | 27,59 | 25,55 | 27,27 |

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

Выручка от реализации продуктов нефтегазопереработки

(за вычетом НДС, акциза и таможенных пошлин)

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-------------------|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| млн руб. | | | | | |
| Россия | 981 792 | 980 352 | 1 115 125 | 1 394 137 | 1 355 139 |
| Дальнее зарубежье | 468 464 | 428 327 | 454 330 | 640 977 | 629 731 |
| Страны БСС | 105 335 | 88 883 | 117 635 | 144 658 | 126 311 |
| Всего | 1 555 591 | 1 497 562 | 1 687 090 | 2 179 772 | 2 111 181 |
| млн долл.* | | | | | |
| Россия | 16 011 | 14 669 | 19 124 | 22 164 | 20 964 |
| Дальнее зарубежье | 7 640 | 6 409 | 7 792 | 10 190 | 9 742 |
| Страны БСС | 1 718 | 1 330 | 2 017 | 2 300 | 1 954 |
| Всего | 25 369 | 22 408 | 28 933 | 34 654 | 32 660 |
| млн евро* | | | | | |
| Россия | 14 440 | 13 250 | 16 891 | 18 812 | 18 730 |
| Дальнее зарубежье | 6 890 | 5 789 | 6 882 | 8 649 | 8 704 |
| Страны БСС | 1 549 | 1 201 | 1 782 | 1 952 | 1 746 |
| Всего | 22 879 | 20 240 | 25 555 | 29 413 | 29 180 |

* 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 | | | | |
|-------------------|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Россия | 41,28 | 41,11 | 40,83 | 43,18 | 43,12 |
| Дальнее зарубежье | 23,84 | 22,60 | 20,85 | 21,31 | 23,51 |
| Страны БСС | 4,30 | 4,24 | 4,28 | 4,37 | 3,55 |
| Всего | 69,42 | 67,95 | 65,96 | 68,86 | 70,18 |

Примечание. Без учета внутригрупповых продаж.

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|---|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Автомобильный бензин | 13,65 | 14,92 | 13,39 | 13,64 | 13,53 |
| Дизельное топливо | 15,49 | 15,85 | 15,89 | 17,20 | 17,36 |
| Авиационное топливо | 3,76 | 3,51 | 3,60 | 3,94 | 3,98 |
| Мазут топочный | 8,58 | 7,62 | 5,78 | 6,46 | 7,00 |
| Масла | 0,43 | 0,44 | 0,41 | 0,48 | 0,48 |
| СУГ | 4,85 | 4,49 | 3,70 | 4,10 | 4,25 |
| Сера | 5,19 | 5,46 | 5,31 | 5,24 | 6,46 |
| Минеральные удобрения | 0,69 | 0,95 | 0,89 | 0,86 | 0,81 |
| Полимеры | 0,16 | 0,14 | 0,11 | 0,11 | 0,10 |
| Прочие продукты переработки, газо- и нефтехимии | 16,62 | 14,57 | 16,88 | 16,83 | 16,21 |
| Всего | 69,42 | 67,95 | 65,96 | 68,86 | 70,18 |

Примечание. Без учета реализации гелия и внутригрупповых продаж.

Реализация гелия Группой Газпром

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Гелий газообразный, млн м ³ | 3,04 | 3,18 | 3,32 | 3,42 | 3,63 |
| Гелий жидкий, т | 314,15 | 299,32 | 289,56 | 260,08 | 214,56 |

Реализация электроэнергии и тепла, услуг по транспортировке газа

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|-------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| млн руб. | | | | | |
| Россия | 403 084 | 461 908 | 487 283 | 501 362 | 495 581 |
| Дальнее зарубежье | 19 057 | 17 350 | 13 599 | 15 643 | 19 447 |
| Страны БСС | 2 524 | 2 458 | 2 937 | 5 090 | 3 345 |
| Всего | 424 665 | 481 716 | 503 819 | 522 095 | 518 373 |
| млн долл.* | | | | | |
| Россия | 6 573 | 6 912 | 8 357 | 7 971 | 7 667 |
| Дальнее зарубежье | 311 | 260 | 233 | 249 | 301 |
| Страны БСС | 41 | 37 | 50 | 81 | 52 |
| Всего | 6 925 | 7 209 | 8 640 | 8 301 | 8 020 |
| млн евро* | | | | | |
| Россия | 5 929 | 6 243 | 7 381 | 6 765 | 6 850 |
| Дальнее зарубежье | 280 | 234 | 206 | 211 | 269 |
| Страны БСС | 37 | 33 | 44 | 69 | 46 |
| Всего | 6 246 | 6 510 | 7 631 | 7 045 | 7 165 |

* 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 | | | | |
|------------|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| млн руб. | 193 965 | 198 971 | 235 061 | 225 673 | 215 335 |
| млн долл.* | 3 163 | 2 977 | 4 031 | 3 588 | 3 331 |
| млн евро* | 2 853 | 2 689 | 3 560 | 3 045 | 2 976 |

* 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 м³

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|------------------------|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Всего | 121,5 | 129,0 | 137,9 | 136,4 | 132,1 |
| в т. ч. российский газ | 113,9 | 121,3 | 130,4 | 128,3 | 124,3 |

Основные показатели воздействия Группы Газпром на окружающую среду в Российской Федерации

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, тыс. т | 2 830,6 | 2 868,5 | 2 795,9 | 2 894,0 | 2 862,7 |
| в т. ч.: оксид углерода | 533,6 | 550,5 | 529,9 | 594,1 | 596,4 |
| оксиды азота | 286,3 | 288,5 | 313,6 | 328,6 | 307,7 |
| диоксид серы | 328,4 | 346,1 | 262,7 | 276,2 | 221,5 |
| углеводороды (включая метан) | 1 430,8 | 1 462,3 | 1 495,7 | 1 497,8 | 1 542,6 |
| Выбросы парниковых газов, млн т CO ₂ -экв. | 220,0 | 228,2 | 233,8 | 240,0 | 236,5 |
| Сбросы сточных вод в поверхностные водные объекты, млн м ³ | 3 853,8 | 3 855,5 | 3 905,3 | 3 658,4 | 3 241,8 |
| в т. ч. нормативно чистых и нормативно очищенных на очистных сооружениях | 3 660,6 | 3 691,2 | 3 781,7 | 3 579,5 | 3 152,7 |
| Образование отходов, тыс. т | 4 954,0 | 4 289,8 | 4 130,3 | 3 555,1 | 3 337,1 |
| Площадь нарушенных земель в течение года, тыс. га | 58,1 | 27,0 | 42,2 | 25,8 | 22,9 |
| Площадь рекультивированных земель, тыс. га | 18,2 | 42,5 | 19,6 | 15,8 | 17,7 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Текущие эксплуатационные затраты | 16 399,9 | 17 189,7 | 18 219,8 | 22 638,0 | 14 964,6 |
| Затраты на оплату услуг природоохранного назначения | 12 806,3 | 14 725,6 | 14 495,6 | 14 584,1 | 15 601,9 |
| Затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды | 2 962,9 | 2 187,9 | 1 752,6 | 1 932,2 | 1 613,7 |
| Плата за негативное воздействие на окружающую среду | 1 790,4 | 824,8 | 768,0 | 615,8 | 617,7 |
| Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов | 15 754,3 | 22 541,9 | 35 584,5 | 29 188,6 | 20 421,3 |
| Всего | 49 713,8 | 57 469,9 | 70 820,5 | 68 958,7 | 53 219,2 |

Энергосбережение ПАО «Газпром» и его основных дочерних обществ

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|----------------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Природный газ | | | | | |
| млн м ³ | 2 255,3 | 2 285,0 | 3 013,5 | 2 951,9 | 3 286,9 |
| тыс. т у. т. | 2 571,0 | 2 641,1 | 3 480,6 | 3 409,5 | 3 796,4 |
| Электроэнергия | | | | | |
| млн кВт·ч | 260,6 | 256,0 | 331,4 | 364,3 | 330,5 |
| тыс. т у. т. | 84,7 | 84,5 | 107,7 | 118,4 | 107,4 |
| Тепловая энергия | | | | | |
| тыс. Гкал | 205,0 | 254,2 | 268,4 | 235,9 | 252,7 |
| тыс. т у. т. | 29,3 | 36,4 | 38,4 | 33,7 | 36,1 |
| Всего, тыс. т у. т. | 2 685,0 | 2 762,0 | 3 626,7 | 3 561,6 | 3 939,9 |

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

Производственная безопасность

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах | 52 | 31 | 26 | 16 | 10 |
| Количество пожаров на объектах | 5 | 4 | 4 | 3 | 2 |
| Количество несчастных случаев | 76 | 65 | 49 | 63 | 37 |
| Количество пострадавших в результате несчастных случаев | 102 | 77 | 61 | 89 | 47 |
| Количество погибших в результате несчастных случаев | 7 | 4 | 6 | 3 | 7 |
| Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)* | 0,18 | 0,16 | 0,11 | 0,17 | 0,09 |
| Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)* | 1,42 | 0,79 | 1,17 | 0,57 | 1,35 |

* 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 | | | | |
|--|----------------------------------|-------|-------|-------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Газпром нефтехим Салават | | | | | |
| Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах | 4 | 3 | 1 | 9 | 2 |
| Количество несчастных случаев | 2 | 1 | 2 | – | 2 |
| Количество пострадавших в результате несчастных случаев | 2 | 1 | 2 | – | 2 |
| Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)* | 0,15 | 0,07 | 0,14 | – | 0,13 |
| Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)* | – | – | 6,97 | – | – |
| Газпром нефть | | | | | |
| Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах | 2 513 | 2 387 | 2 183 | 1 068 | 915 |
| Количество несчастных случаев | 39 | 36 | 36 | 29 | 33 |
| Количество пострадавших в результате несчастных случаев | 43 | 38 | 36 | 29 | 34 |
| Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)* | 0,47 | 0,40 | 0,33 | 0,26 | 0,26 |
| Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)* | 2,20 | 2,90 | 0,92 | 0,89 | 1,56 |
| Газпром энергохолдинг | | | | | |
| Количество происшествий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах | 196 | 177 | 129 | 99 | 69 |
| Количество несчастных случаев | 12 | 19 | 16 | 18 | 8 |
| Количество пострадавших в результате несчастных случаев | 13 | 19 | 16 | 18 | 8 |
| Коэффициент травматизма с потерей рабочего времени (LTIFR)* | 0,20 | 0,30 | 0,25 | 0,28 | 0,12 |
| Коэффициент частоты смертельного травматизма (FAR)* | – | 1,56 | 1,57 | – | – |

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

Управление патентными правами, НИОКР

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

| | За год и по состоянию на 31 декабря | | | | |
|--|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Общее количество патентов на объекты патентных прав, принадлежащих ПАО «Газпром» и его дочерним обществам, ед. | 2 238 | 2 269 | 2 365 | 2 555 | 2 674 |
| в т. ч. использовано в производственной деятельности | 356 | 406 | 427 | 441 | 459 |
| Экономический эффект от использования объектов патентных прав в производстве, млрд руб. | 6,1 | 7,1 | 8,0 | 10,3 | 14,5 |

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

| | За год, закончившийся 31 декабря | | | | |
|--|----------------------------------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Объем НИОКР в денежном выражении, выполненных по заказу Группы Газпром (без НДС) | 9,9 | 6,3 | 8,2 | 9,0 | 12,1 |

Структура персонала Группы Газпром

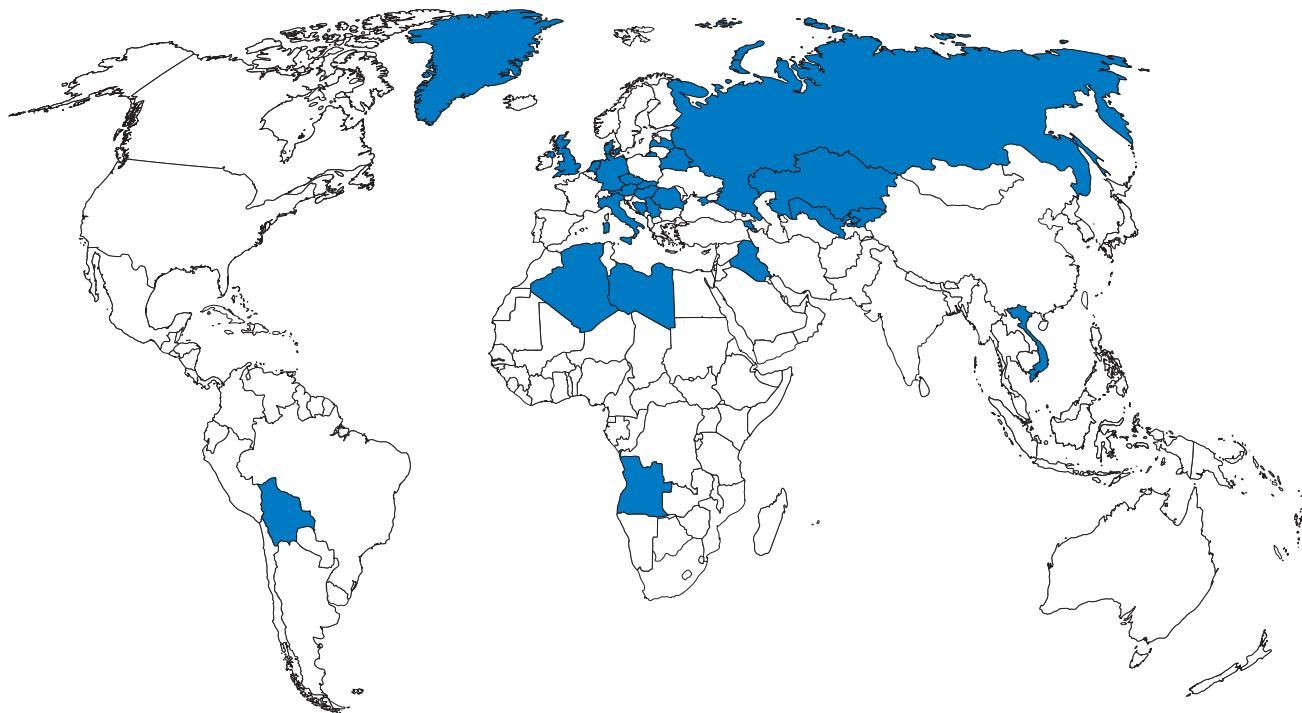
| | По состоянию на 31 декабря | | | | 2019 |
|---|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | |
| Списочная численность работников Группы, тыс. человек | | | | | |
| ПАО «Газпром» | 24,8 | 25,6 | 26,2 | 26,7 | 27,1 |
| Дочерние общества по добыче, транспортировке, переработке и подземному хранению газа* | 235,4 | 237,4 | 235,6 | 232,9 | 234,9 |
| Газпром нефть | 65,0 | 71,4 | 67,6 | 68,5 | 72,7 |
| Газпром энергохолдинг | 45,0 | 44,9 | 44,2 | 43,3 | 45,7 |
| Газпром нефтехим Салават | 15,5 | 15,4 | 16,3 | 15,2 | 14,7 |
| Прочие дочерние общества и организации | 76,7 | 72,7 | 79,7 | 79,5 | 78,7 |
| Всего | 462,4 | 467,4 | 469,6 | 466,1 | 473,8 |
| в т. ч. по категориям: | | | | | |
| руководители | 13,7 % | 13,9 % | 13,9 % | 14,2 % | 14,4 % |
| специалисты и другие служащие | 31,5 % | 31,6 % | 31,5 % | 32,4 % | 33,0 % |
| рабочие | 54,8 % | 54,5 % | 54,6 % | 53,4 % | 52,6 % |
| в т. ч. по возрастным группам: | | | | | |
| до 30 лет | 17,9 % | 16,9 % | 15,3 % | 14,4 % | 13,4 % |
| от 30 до 40 лет | 29,7 % | 30,5 % | 31,3 % | 32,0 % | 32,3 % |
| от 40 до 50 лет | 27,2 % | 27,8 % | 28,6 % | 29,4 % | 29,8 % |
| 50 лет и старше | 25,2 % | 24,8 % | 24,8 % | 24,2 % | 24,5 % |

* Состав учитываемых обществ приведен в Глоссарии.

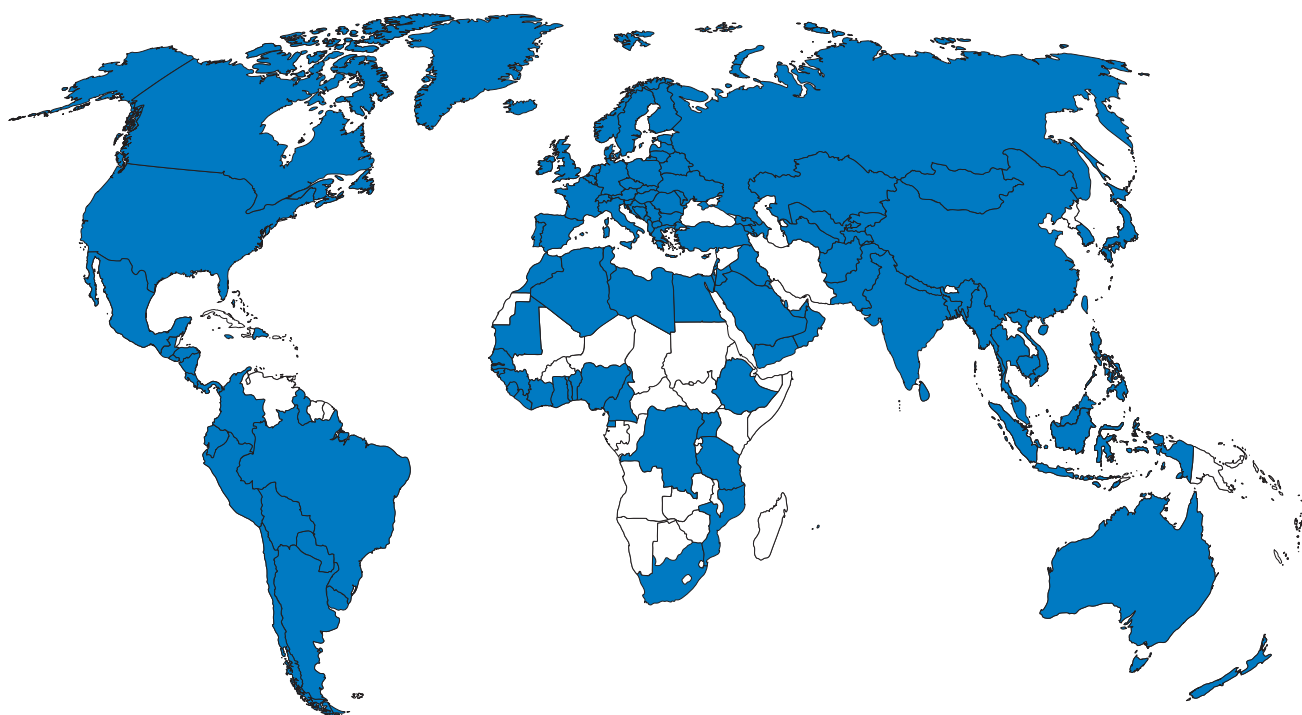
Примечание. Без учета показателей организаций, инвестиции в которые классифицированы как совместные операции.

География производственной и сбытовой деятельности

Страны, в которых осуществляется производственная деятельность Группы Газпром по состоянию на 31 декабря 2019 г.



Страны, в которых осуществлялся сбыт продукции Группы Газпром в 2019 г.



| Страны | Производственная деятельность | | | | | | | | | | | Сбытовая деятельность | | | | | | | | |
|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|--------------|------------------|-------------------|---|--|-----------------------------|--------------------------------|---|---|-----------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|---|--|----------------------------------|
| | 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 складах третьих стран | 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 газа, поставляемого по МГ | Продажи крупнотоннажного СПГ | Продажи малотоннажного СПГ и КПГ | Продажи нефти и газового конденсата* | Продажи продукции переработки углеводородного сырья** | Продажи электрической и тепловой энергии | Различные продажи нефтепродуктов |
| Россия | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Страны БССТ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Азербайджан | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Армения | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | ■ | - | ■ | - | ■ | ■ | - | - |
| Беларусь | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Грузия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Казахстан | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | - | - | ■ |
| Кыргызстан | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | - | ■ | - | - | ■ |
| Латвия | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | - | - | - |
| Литва | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Молдова | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Таджикистан | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ |
| Туркменистан | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Узбекистан | - | ■ | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Украина | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Эстония | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | - | - | - |
| Южная Осетия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - |
| Страны Европы | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Австрия | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Бельгия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Болгария | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | ■ |
| Босния и Герцеговина | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Великобритания | - | ■ | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | - |
| Венгрия | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Германия | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | - | - |
| Греция | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Дания | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Ирландия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Испания | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Италия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Кипр | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Мальта | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Нидерланды | - | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | - |
| Норвегия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | ■ | ■ | - |
| Польша | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | - | - | - |
| Португалия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Румыния | - | ■ | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Северная Македония | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Сербия | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Словакия | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Словения | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Турция | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Финляндия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | - |

| Страны | Производственная деятельность | | | | | | | | | | Сбытовая деятельность | | | | | | | |
|------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|--------------|------------------|-------------------|---|--|--------------------------------|---|---|-----------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--|--|
| | 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 нефтяногазовых и нефтяногазовых видов нефтепродуктов | Производство электрической и тепловой энергии | Транспортировка газа | Продажи газа конечным потребителям | Продажи газа, поставляемого по МГ | Продажи крупнотоннажного СПГ | Продажи малотоннажного СПГ и КСП | Продажи нефти и газового конденсата* | Продажи продукции переработки углеводородного сырья* | Продажи электрической и тепловой энергии |
| Франция | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | ■ | ■ | ■ | - |
| Хорватия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - |
| Черногория | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Чехия | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | - | ■ | - | - |
| Швейцария | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - |
| Швеция | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Страны Африки | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Алжир | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Ангола | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Гамбия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Гвинея-Бисау | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Демократическая Республика Конго | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Египет | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Камерун | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Кот-Д'Ивуар | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Ливия | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Маврикий | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Мавритания | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Марокко | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Нигерия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Сейшелы | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Сенегал | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Того | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Тунис | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Уганда | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Экваториальная Гвинея | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Эфиопия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| ЮАР | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Страны Ближнего и Среднего Востока | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Афганистан | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Израиль | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Иордания | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Ирак | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Йемен | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Ливан | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| ОАЭ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Саудовская Аравия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Страны АТР | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Австралия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - |
| Бангладеш | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Вьетнам | - | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | ■ | - | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Индия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | - | - | - |
| Индонезия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |

| Страны | Производственная деятельность | | | | | | | | | | Сбытовая деятельность | | | | | | | |
|------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|--------------|------------------|-------------------|---|--|--------------------------------|---|---|-----------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--|--|
| | 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 объектах хранения газа с использованием 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 газа, поставляемого по МГ | Продажи крупнотоннажного СПГ | Продажи малотоннажного СПГ и КПГ | Продажи нефти и газового конденсата* | Продажи продукции переработки углеводородного сырья* | Продажи электрической и тепловой энергии |
| Китай | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | ■ | ■ | - | - |
| Малайзия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Мьянма | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Непал | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Новая Зеландия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - |
| Республика Корея | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | - | - |
| Сингапур | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Таиланд | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | ■ | - | - |
| Тайвань (Китай) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - | ■ | - | - |
| Филиппины | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Шри-Ланка | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Япония | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | ■ | ■ | - | - |
| Страны Северной Америки | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Багамские острова | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Канада | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| США | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Страны Центральной и Южной Америки | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Боливия | - | ■ | - | - | - | - | ■ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Бразилия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Гайана | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Колумбия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Коста-Рика | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Никарагуа | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Парагвай | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Перу | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Уругвай | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Эквадор | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Эль-Сальвадор | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Другие страны | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Доминиканская Республика | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Мальдивы | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Монголия | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |
| Ямайка | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | ■ | - | - |

* Без учета стран, объемы реализации в которые незначительны.

Коэффициенты пересчета и условные обозначения

Коэффициенты пересчета

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

Условные обозначения

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

Порядок расчета скорректированных показателей финансовой отчетности и финансовых коэффициентов

| Показатель | Описание |
|--|--|
| Скорректированные показатели финансовой отчетности | |
| 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"> — прибыль (убыток) по курсовым разницам, отражаемые в составе финансовых доходов и расходов; — курсовые разницы по операционным статьям; — убыток от обесценения (восстановление убытка от обесценения) объектов основных средств и незавершенного строительства; — убыток от обесценения (восстановление убытка от обесценения) инвестиций в ассоциированные организации и совместные предприятия; — разницу между долей в прибыли ассоциированных организаций и совместных предприятий и поступлениями от ассоциированных организаций и совместных предприятий |
| Чистый долг (скорректированный) | Чистый долг, скорректированный на депозиты, находящиеся в составе прочих оборотных и прочих внеоборотных активов |
| Показатели отчета о движении денежных средств | |
| Коэффициент самофинансирования | Отношение чистых денежных средств от операционной деятельности к капитальным вложениям (показатели в соответствии с отчетом о движении денежных средств) |
| Коэффициенты рентабельности | |
| Рентабельность прибыли от продаж (операционная рентабельность) | Отношение прибыли от продаж к выручке от продаж |
| Рентабельность приведенного показателя EBITDA | Отношение приведенного показателя EBITDA к выручке от продаж |
| Рентабельность прибыли за год | Отношение прибыли за год к выручке от продаж |
| Рентабельность активов (ROA) | Отношение прибыли за год к среднему значению активов на начало и конец периода |
| Рентабельность акционерного (собственного) капитала (ROE) | Отношение прибыли за год к среднему значению акционерного капитала на начало и конец периода (включая неконтролирующую долю участия) |
| Коэффициенты ликвидности | |
| Коэффициент текущей ликвидности | Отношение оборотных активов к краткосрочным обязательствам |
| Коэффициент быстрой ликвидности | Отношение оборотных активов за вычетом товарно-материальных запасов к краткосрочным обязательствам |
| Прочие коэффициенты | |
| Коэффициент EV / EBITDA | Отношение стоимости компании (определяется как сумма рыночной капитализации и чистого долга) на конец периода к приведенному показателю EBITDA за период |
| Коэффициент P / E | Отношение цены акции на конец периода к показателю прибыли в расчете на одну акцию, относящуюся к акционерам, за соответствующий период |
| Коэффициент P / S | Отношение рыночной капитализации на конец периода к выручке от продаж соответствующего периода |

Глоссарий основных понятий и сокращений

| Термины и сокращения | Описание |
|---|--|
| 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 |
| ГКМ | Газоконденсатное месторождение |
| ГПА | Газоперекачивающий агрегат |
| ГПЗ | Газо- и/или конденсатоперерабатывающий завод |
| ГРО | Газораспределительная организация |
| ГРР | Геолого-разведочные работы |
| Группа Газпром, Группа, Газпром | Совокупность компаний, состоящая из ПАО «Газпром» (головная компания) и его дочерних организаций |
| ГРЭС | Государственная районная электростанция |
| ГТС | Газотранспортная система |
| ГТУ | Газотурбинная установка |
| ГХК | Газохимический комплекс |
| ГЭС | Гидроэлектростанция |
| Дальнее зарубежье | Зарубежные страны, кроме стран БСС, составляющие географический сегмент «Европа и другие страны» в консолидированной финансовой отчетности по МСФО |
| ДКС | Дожимная компрессорная станция |
| Доллары, долл. | Доллары США |
| ДОФ | Диоктилфталат |
| ЕСГ | Единая система газоснабжения |
| ЕСУПБ | Единая система управления производственной безопасностью ПАО «Газпром» |
| Запасы углеводородов категорий A+B ₁ +C ₁ | Разведанные запасы по российской классификации с высокой степенью геологической изученности, которые соответствуют ранее принятым категориям A+B+C ₁ (для запасов нефти, газа и газового конденсата предусмотрен коэффициент извлечения, рассчитанный на основе геолого-технологических факторов) |
| кВт·ч | Киловатт в час |
| 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 ³ | Кубический метр природного газа, измеряемый под давлением в одну атмосферу при 20° С |
| МГ | Магистральный газопровод |

| Термины и сокращения | Описание |
|---|---|
| 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 |
| 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 |
| 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 |
| ТЛ | Технологическая линия |
| 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 |

| Термины и сокращения | Описание |
|-----------------------------|--|
| ХМАО — Югра | Ханты-Мансийский автономный округ — Югра |
| ШФЛУ | Широкая фракция легких углеводородов |
| ЯНАО | Ямало-Ненецкий автономный округ |

