

Нефтегазовый комплекс России – 2020

Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние



НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

УДК 338.012
ББК 65.305.14
Н 583

Авторы:

И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин,
А.В. Комарова, С.И. Кожевина, В.Д. Кожевин, Е.А. Земнухова,
Д.Д. Дочкина

Н 583 Нефтегазовый комплекс России – 2020: в 4 ч. / И.В. Филимонова,
В.Ю. Немов, И.В. Проворная и др.; Ин-т нефтегазовой геологии и
геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. –
Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021. Часть 2. Газовая
промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное
состояние. – 58 с.

ISBN 978-5-4437-1221-5 (цикл работ)
ISBN 978-5-4437-1223-9 (ч. 2)

Информационные партнеры



Специализированный
журнал
«Бурение и нефть»



Информационно-
аналитический
журнал
«Нефть России»



Научно-
теоретический
журнал
«Вестник Санкт-
Петербургского
университета»



Национальный
отраслевой журнал
«Нефтегазовая
вертикаль»

Научно-аналитическое издание «Газовая промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние» представляет вторую часть цикла работ «Нефтегазовый комплекс России – 2020», посвященных вопросам развития нефтегазового комплекса России.

В издании представлены результаты исследования особенностей развития современной газовой промышленности России на фоне мировых тенденций. Рассмотрены особенности структуры добычи газа, проанализированы динамика, организационная и региональная структуры переработки газа в России, направления экспортных поставок сырья и сжиженного природного газа на мировые энергетические рынки.

Настоящая работа выполнена в Центре экономики недропользования нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ЦЭН ИНГГ СО РАН) и на кафедре политической экономии экономического факультета Новосибирского государственного университета (ЭФ НГУ).

Публикуемый материал предназначен прежде всего для обеспечения аналитической основы дискуссии по вопросам развития нефтегазового комплекса России с учетом общероссийских и международных процессов. Работа адресована специалистам нефтегазового комплекса России, включая ученых, экспертов и бизнес-сообщество, представителей органов государственной власти. Результаты исследования могут быть использованы в образовательно-преподавательском процессе.

В рамках данной разработки получили обобщение результаты академических исследований авторов, а также органов государственного управления и компаний-недропользователей. В исследовании использовались документы Правительства Российской Федерации, программные материалы регионов России, результаты научных разработок институтов Российской академии наук и ряда отечественных компаний.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, ЭФ НГУ

УДК 338.012
ББК 65.305.14

Все права защищены
© Авторы, 2021
© ИНГГ СО РАН, 2021
© ЭФ НГУ, 2021

Авторы



Ирина ФИЛИМОНОВА

*Заведующая Центром,
доктор экономических наук, профессор*



Василий НЕМОВ

*Старший научный сотрудник,
кандидат экономических наук*



Ирина ПРОВОРНАЯ

*Старший научный сотрудник,
кандидат экономических наук, доцент*



Михаил МИШЕНИН

*Старший научный сотрудник,
кандидат экономических наук, доцент*



Анна КОМАРОВА

*Старший научный сотрудник
кандидат экономических наук*



Светлана КОЖЕВИНА

Младший научный сотрудник



Владислав КОЖЕВИН

Младший научный сотрудник



Екатерина ЗЕМНУХОВА

Научный сотрудник



Дарья ДОЧКИНА

Инженер

Научный редактор



Алексей КОНТОРОВИЧ

*Советник РАН,
академик РАН, профессор*



Содержание цикла работ
«Нефтегазовый комплекс России»

1. Нефтяная промышленность в России
2. Газовая промышленность в России
3. Экономика нефтегазовой промышленности России
4. Мировые нефтегазовые рынки
5. Специфика сырьевой базы углеводородов в России

Нефтегазовый комплекс России – 2020
Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Газовый комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Добыча газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

4. **Переработка газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. **Экспорт газа из России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Газовый комплекс России на современном этапе



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Газовый комплекс России на современном этапе

Ориентирами в выработке национальных энергетических политик до 2030–2050 гг. являются Глобальная программа по целям устойчивого развития (ЦУР) ООН и Парижские соглашения. Документы обозначают глобальные цели и индикаторы для повышения эффективности использования энергоносителей, перехода на экологически чистые энергоносители и декарбонизацию экономики.

Вместе с тем топливно-энергетический комплекс является главным элементом мировой системы энергообеспечения, служит основой формирования доходов государственного бюджета добывающих стран и ресурсных регионов, гарантом социальной стабильности, драйвером технологического и инновационного развития и экономического роста.

Поэтому в настоящее время перед мировым энергетическим комплексом стоит сложная задача обеспечения растущего спроса на ресурсы и одновременно сокращения нагрузки на окружающую среду для достижения целей устойчивого развития. В этих условиях приоритет получают наиболее чистые источники энергии, такие как природный газ. Растущий спрос на газ в мире и устойчивая тенденция сокращения обеспеченности запасами текущего уровня его добычи, обуславливают необходимость освоения новых арктических территорий, трудноизвлекаемых и нетрадиционных газовых запасов и ресурсов.

Добыча газа

Добыча газа в России в 2020 г. составила 693 млрд куб. м газа. В структуре добычи около 86,3 % приходится на добычу природного газа и 13,7 % – на добычу попутного нефтяного газа.

За период с 2012 по 2016 г. уровень добычи природного газа не претерпевал существенных изменений и находился в пределах от 556 млрд куб. м до 594 млрд куб. м. Однако в каждый рассматриваемый год начиная с 2013 г. добыча природного газа сокращалась. В то же время добыча ПНГ в последние пять лет (с учетом 2019 г.) росла относительно высокими темпами, в среднем на 5,3 %.

Добыча природного газа в 2020 г. составила 598,2 млрд куб. м, уменьшилась на 6 % (–45 млрд куб. м). Примерно 80 % этого сокращения пришлось на первую половину года, когда добыча снизилась на 10 % на фоне теплой зимы 2019–2020 гг. и резкого падения экспорта в Европу. Падение далее замедлилось до 2,5 % во второй половине года, в связи с восстановлением спроса на внутреннем рынке и поставок экспорта, которые к концу 2020 г. вернулись к уровням предыдущих лет. Перспективные уровни добычи газа в

России определяются возможностями мировых энергетических и газовых рынков в Европе и странах АТР. Несмотря на сформированный приоритет по газификации всех регионов страны, уровень внутреннего потребления почти сторнирует. Комплексом взаимосвязанных факторов, которые сдерживают газификацию в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока является низкий спрос, убывающая численность населения и, как следствие, слабая развитость магистральных газопроводов на востоке страны либо их ориентация на экспорт. Удовлетворение растущего спроса на газ на европейском рынке стимулирует интенсификацию добычи на месторождениях ЯНАО, что создаёт угрозу рациональному недропользованию. Хотя в настоящее время Россия не имеет сдерживающих факторов добычи газа со стороны объёма сырьевой базы, но структура и качество запасов и ресурсов ухудшаются, что требует повышенных капитальных вложений в подготовку.

Попутный нефтяной газ является значительным элементом нефтегазообеспечения страны и формально – продуктом деятельности нефтяной промышленности.

В 2020 г. извлечено из недр 114,7 млрд куб. м ПНГ, из которых 19,9 млрд куб. м сожжено на факелах. Продолжающийся рост добычи ПНГ делает всё более актуальной проблему его эффективного использования как с точки зрения негативного влияния на экологию, так и с точки зрения упущенной экономической выгоды при его сжигании. Несмотря на введение с 2012 г. административного ограничения на сжигание ПНГ свыше установленного норматива (5 %), значительные объёмы по-прежнему сжигают, прежде всего на новых месторождениях, что ведёт к экономическим потерям.

За прошедший год без учета сожжения добыто 94,7 млрд куб. м попутного нефтяного газа, что на 0,7 % выше уровня 2019 г.

В 2020 г. в *региональной структуре* около 81,7 % природного газа добывалось на территории Уральского федерального округа, в первую очередь – ЯНАО (свыше 88 %). Добыча остального газа распределена в европейской части России, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

В январе 2017 г. были введены в эксплуатацию новые мощности по добыче газа на Бованенковском месторождении на п-ове ЯМАЛ, и в настоящий момент «Газпром» выводит месторождение на полную мощность: оно должно стать площадкой для выхода России на новые арктические территории. Введение дополнительных мощностей на Бованенковском месторождении в 2019 г. позволит достичь проектного уровня добычи в 115 млрд куб. м в год. Одновременно с этим введён в эксплуатацию газопровод «Бованенково-Ухта-2» протяжённостью около 1260 км и проектной производительностью 57,5 млрд куб. м в год. Его запуск расширил северный газотранспортный коридор Единой системы газоснабжения России, а также стал одним из ключевых элементов

создания новой газотранспортной инфраструктуры для будущей подачи газа в газопровод «Северный поток-2».

С декабря 2019 г. были начаты поставки газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири» с Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия). В 2020 г. поставки газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири» составили 4,1 млрд куб. м, в 2021 г. ожидается рост поставок до 8 млрд куб. м.

В конце 2017 г. запуск проекта «Ямал-СПГ» позволил вовлечь в разработку гигантское Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение, расположенное на п-ове Ямал.

В 2023 г. «Газпром» введет в эксплуатацию Харасавэйское ГКМ. В 2023 г. запланирован ввод УКПГ производительностью 32 млрд куб. м газа в год, ДКС мощностью 150 МВт и 93 эксплуатационные скважины, в 2024 г. – подключение 62 скважин. В мае 2021 г. компании «Газпром» и «Русгаздобыча» подписали соглашение об условиях разработки Тамбейского месторождения. Совместное предприятие будет разрабатывать и обеспечивать обустройство Тамбейского месторождения с началом добычи газа с 2026 г.

Организационная структура добычи газа. По состоянию на 01.01.2021 г., добычу природного и попутного нефтяного газа на территории страны осуществляют 260 добывающих предприятий, в том числе: 76 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных холдингов (ВИНК); 15 дочерних компаний в составе «Газпром»; девять структурных подразделений «НОВАТЭК»; 158 независимых нефтегазодобывающих компаний; три предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

По итогам 2020 г. около 64 % всего газа в России добывает Группа «Газпром». В 2020 г. добыча газа составила 453,5 млрд куб. м, из них значительная часть (430 млрд куб. м) приходится на газодобывающие дочерние компании ПАО «Газпром». Их доля в структуре добычи газа в России продолжает сокращаться (с 84 % в 2007 г. до 60 % в 2020 г.).

В 2020 г. в структуре добычи газа независимые компании («НОВАТЭК» и пр.) по-прежнему являются крупнейшими производителями газа после Группы «Газпром» и добывают около 20 % газа (140,7 млрд куб. м). Суммарная доля нефтяных компаний, включая «Газпром нефть» (входит в Группу «Газпром»), сохраняется на уровне 15–16 % (111,6 млрд куб. м в 2020 г.).

На протяжении последних лет доля операторов СРП сохраняется на уровне 4 %, несмотря на устойчивую тенденцию роста уровня добычи газа с 25,6 млрд куб. м в 2017 г. до 30,5 млрд куб. м в 2020 г.

В связи с экономическим кризисом из-за пандемии COVID-19 и падением спроса на газ по всему миру основной производитель газа в России – «Газпром» сократил добычу на 47 млрд куб. м. Нарастили добычу операторы СРП (+1,7 млрд куб. м) и независимые производители (+0,2 млрд куб. м).

Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи независимого производителя, стали запуск производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямал СПГ» в июле и ноябре 2018 г. соответственно и ввод в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского месторождения совместного предприятия «Арктикгаз» в декабре 2018 г.

Переработка газа

Организационная структура газопереработки. В настоящее время в России функционируют 15 крупных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и предприятий (ГПП) с объемом переработки более 1 млрд куб. м газа в год, или 92 % от общего объема переработки газа в стране, а также значительное количество малых ГПЗ.

В 2020 г. газоперерабатывающие компании России переработали 40,8 млрд куб. м природного газа и 37 млрд куб. м попутного нефтяного газа, таким образом, доля ПНГ в переработке газа составила около 48 %. За период с 2012 г. по 2015 г. структура переработки газа менялась незначительно, но в последние три года наблюдается тенденция уменьшения доли попутного нефтяного газа с 46,4 % в 2016 г. до 32,7 % в 2019 г.

Анализ динамики приростов переработки газа показывает, что до 2016 г. положительный прирост переработки обеспечивал по большей части только попутный нефтяной газ. В то же время объем переработки природного газа в каждый год сокращался. В целом с 2016 по 2018 г. прирост объема переработки природного газа в стране увеличился с 0,2 млрд куб. м до 6,2 млрд куб. м.

Экспорт и транспорт газа

Крупнейшим импортером российского газа остается Западная Европа (65 % от экспорта трубопроводного газа в дальнее и ближнее зарубежье), при этом больше всего газа из России импортирует Германия (около 53,5 млрд куб. м).

Переломным для экспорта российского газа в Европу стал 2012 г.: возникла конкуренция между российским и американским газом. «Сланцевая революция» позволила США нарастить свое присутствие на мировом газовом рынке за счёт повышения эффективности и удешевления технологий добычи трудноизвлекаемых запасов газа. Одновременно газ в США стал вытеснять уголь из электроэнергетики (который в свою очередь стал экспортироваться, в том числе в Европу). С 2012 г. цены на уголь в Европе стали падать, в результате чего началось многолетнее падение потребления газа в европейской электроэнергетике, сократились оба направления – и сжиженный, и природный газ. В 2013 г. ситуация изменилась – Европа увеличила импорт российского газа, а в 2014 г. снова произошло падение.

С 2015 г. наблюдается определенный ренессанс в поставках газа на экспорт, в том числе в Европу. В условиях низких цен на углеводородное сырье европейские потребители, несмотря на все планы по наращиванию потребления

возобновляемой энергетики, стали увеличивать потребление относительно дешевого газа, прежде всего из России. В то время как в 2016 г. впервые за последние несколько лет произошла стабилизация потребления возобновляемых источников энергии. Наиболее примечательны 2016 и 2017 гг., когда подавляющая часть возросшей потребности Европы в импорте газа была удовлетворена за счет российского газа. Значительные перспективы на экспорт газа в Европу оказывает сокращение собственной добычи газа в Европе.

В *региональной структуре экспорта* российского трубопроводного газа в период с 2009 по 2016 г. постепенно увеличивалась доля дальнего зарубежья, достигнув максимального значения в 2017 г. – 85,1 % и сохранив данный уровень вплоть до 2020 г.

С 2012 по 2016 г. происходило ежегодное сокращение поставок газа из России в ближнее зарубежье, каждый год оно находилось в диапазоне 6,7–11,3 млрд куб. м. Однако в 2017–2019 гг. объем экспорта в ближнее зарубежье возрос на 5,0 млрд куб. м, достигнув уровня 36,5 млрд куб. м. В 2020 г. напротив, падение экспорта на 5,8 млрд куб. м, до 30,7 млрд куб. м в год полностью нивелировало данный рост.

В 2020 г. объем экспорта из России в дальнее зарубежье также существенно сократился до уровня 2016 г. – 174,9 млрд куб. м. Сокращение составило 16,0 млрд куб. м. Однако экспорт сокращался медленнее, чем в ближнее зарубежье, что и привело к восстановлению доли экспорта в ближнее зарубежье до рекордного уровня 2017 г. – 85,1 %.

В 2020 г. объем *экспорта сжиженного природного газа* из России составил 41,1 млрд куб. м, что на 2,5 % выше уровня 2019 г. Прирост объемов в 2019–2020 гг. был обеспечен за счет введения третьей установки на проекте «Ямал СПГ», на котором было произведено около 25 млрд куб. м газа. «Газпром» продолжает работу на рынках газа стран Азиатско-Тихоокеанского Региона (АТР), имеющих значительный потенциал роста.

Нефтегазовый комплекс России – 2020
Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Газовый комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Добыча газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

4. **Переработка газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

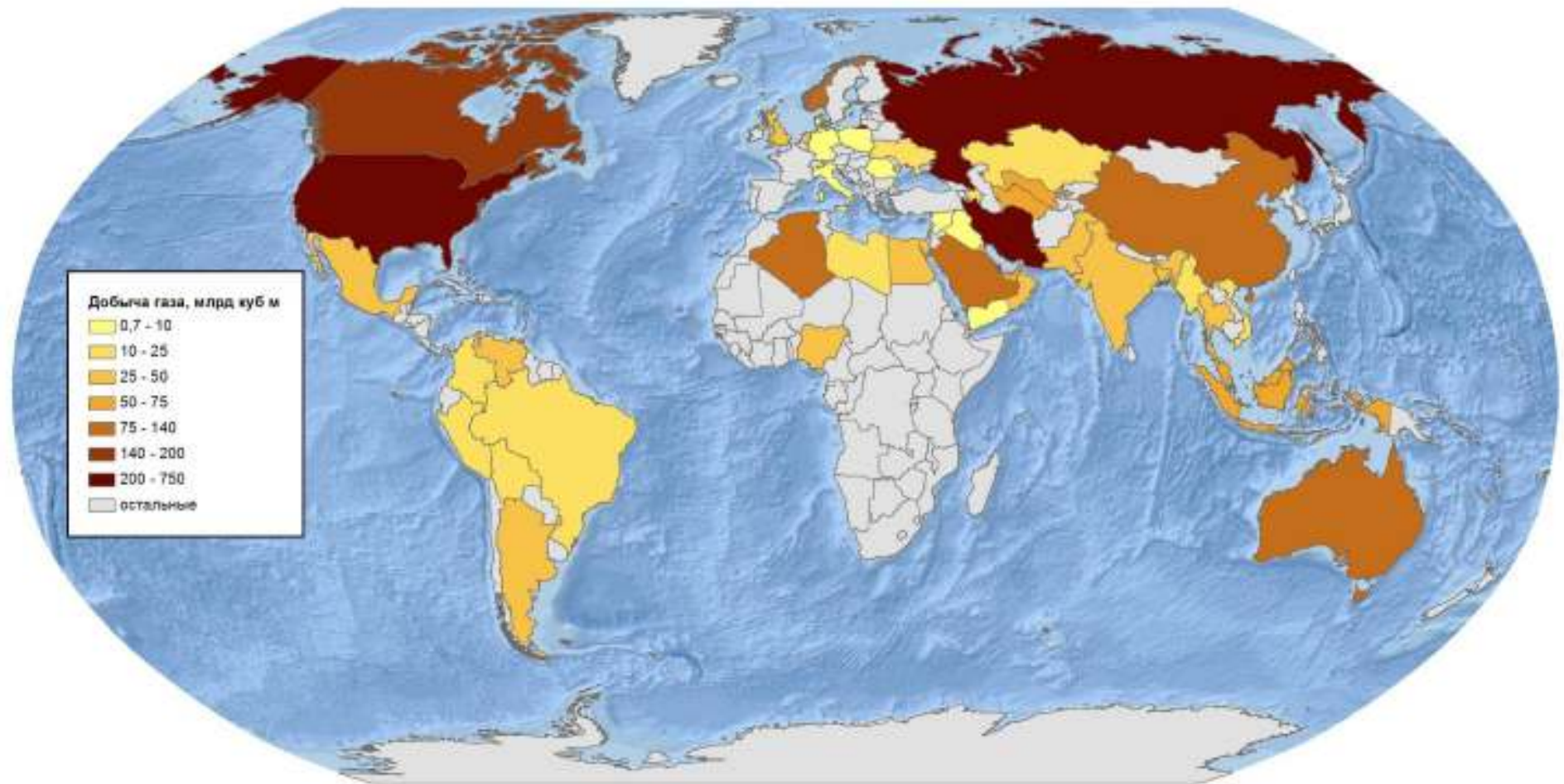
5. **Экспорт газа из России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Россия на фоне мировых тенденций.



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



Россия на фоне мировых тенденций

Мировой рынок природного газа является одним из наиболее динамично развивающихся рынков энергоносителей. За последние 20 лет прирост добычи и потребления газа в мире составил более 70 %. Расширение использования газа в экономике связано с его экологичностью, технологичностью и эффективностью использования в промышленности и коммунально-бытовом секторе.

В 2020 г. мировой спрос на газ впервые за последние 10 лет сократился на 1,9 %, до 3,84 трлн куб. м. Причиной стало глобальное снижение экономической активности в первой половине года в связи с пандемией COVID-19, в результате 2020 г. стал годом самого большого за всю историю падения спроса на газ в абсолютном выражении (–74 млрд. куб. м к 2019 г.), но в относительном выражении сопоставим с уровнем 2009 г. Тем не менее спрос на природный газ оказался более устойчивым в сравнении с другими источниками энергии, глобальный спрос на энергию снизился примерно на 4 %, в основном за счет нефти и угля (к 2019 г. снижение на 9 % и 4 % соответственно). Эта устойчивость связана в том числе с активным переходом на газ вместо угля в производстве электроэнергии по всему миру, так как из-за снижения спроса цены на газ достигли минимальных значений за последние 10 лет, что привело к большей конкурентоспособности газа.

Ожидается, что в 2021 г. мировой спрос на газ вырастет на 3,2 % (около 125 млрд куб. м) и компенсирует снижение 2020 г. Факторами роста будут восстановление спроса со стороны промышленности, а также более холодная зима 2020–2021 гг.

Доля России в мировом производстве природного газа в 2020 г. составила 18 % (рис. 2.1, 2.2), а добыча газа уменьшилась на 6 % (– 45 млрд куб. м). Примерно 80 % этого сокращения пришлось на первую половину года, когда добыча снизилась на 10 % на фоне теплой зимы 2019–2020 гг. и резкого падения экспорта в Европу. Падение далее замедлилось до 2,5 % во второй половине года в связи с восстановлением спроса на внутреннем рынке и поставок экспорта, которые к концу 2020 г. вернулись к уровням предыдущих лет.

В течение отопительного сезона 2020–2021 гг. добыча газа в России выросла на 2,6 % (10 млрд куб. м), при этом большая часть прироста приходится на 1 квартал 2021 г. Восстановление поддерживается увеличением экспорта, в отопительный сезон поставки по трубопроводам в Европу выросли более чем на 6 % относительно прошлого года, также растет экспорт в Турцию и Китай.

Рисунок 2.1. Динамика спроса на газ в мире

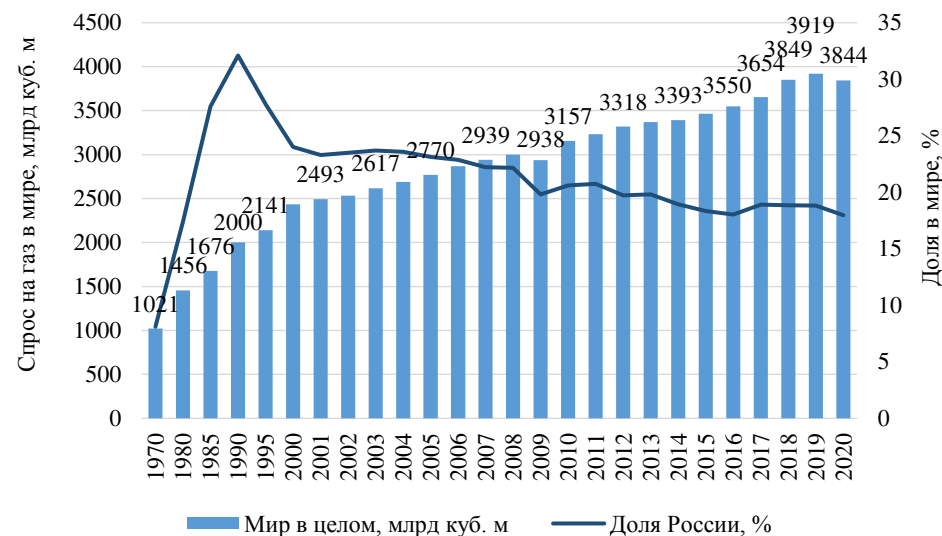


Рисунок 2.2. Прирост и темп прироста потребления газа в мире



Источник: МЭА, ВР

Россия на фоне мировых тенденций

Европейский рынок газа является основным направлением сбыта природного газа из России. Динамика цен на европейском рынке газа для России является одним из важных показателей формирования доходов от экспорта газового топлива.

С 2012 по 2017 г. наблюдалось падение цен на газ на европейском рынке. За рассматриваемый период цена на газ сократилась с 415 до 177 долл./тыс. куб. м. Однако в 2017–2018 гг. цены на газ в Европе выросли почти на 34 %, до 237 долл./тыс. куб. м из-за холодной зимы 2017 г. и роста стоимости выбросов углекислого газа в атмосферу в 2018 г. По итогам 2019 г. цена газа существенно снизилась – до 188 долл./тыс. куб. м, или на 20 %. Это связано с систематическим перепроизводством газа в последние 6 лет (за исключением 2016 г., когда потребление превысило производство), особенно за счет роста предложения СПГ, а также теплой погоды, формировавшей излишние запасы газа в хранилищах.

В настоящее время самым высокоэффективным рынком газа в мире является рынок СПГ стран АТР, прежде всего Японии. Здесь цены на природный газ почти в 2 раза выше европейского уровня (рис. 2.3–2.4)

В 2020 г. резкое падение потребления газа в первой половине года привело к обвалу цен, которые снизились до десятилетнего минимума во всех основных регионах-потребителях газа во втором квартале. В Европе цены достигли отметки ниже 36 долл. за тыс. куб. м к концу мая, в то время как спотовые цены на СПГ в Азии в начале июня торговались на уровне ниже 72 долл. за тыс. куб. м, что в обоих случаях является историческим минимумом. В Соединенных Штатах цена Henry Hub в первом полугодии составляла менее 64 долл. за тыс. куб. м, что является самым низким показателем с 1995 г.

Затем цены на газ в Азии и Европе продемонстрировали значительный рост во втором полугодии 2020 г., превысив уровень 2019 г. в четвертом квартале. Частично это было вызвано сокращением поставок СПГ из-за плановых и внеплановых отключений, а также восстановлением спроса на газ как в Азии, так и в Европе. Сочетание похолодания, низкой доступности ядерной энергии в Японии и отключений на региональных заводах по сжижению газа привело к росту спотовых цен на СПГ в Азии в конце 2020 г. и достижению исторического максимума более 1000 долл. за тыс. куб. м в первой половине января 2021 г. Несмотря на значительный рост, зафиксированный во втором полугодии 2020 г., спотовые цены в 2020 г. достигли рекордных минимумов, составив 115 долл. тыс. куб. м на европейском рынке и 150 долл. за тыс. куб. м. на рынке СПГ в Азии. В 2020 г. Henry Hub в среднем составил 72 долл. за тыс. куб. м (это также самый низкий уровень с 1995 г.).

Рисунок 2.3. Динамика цен на газ на европейском рынке

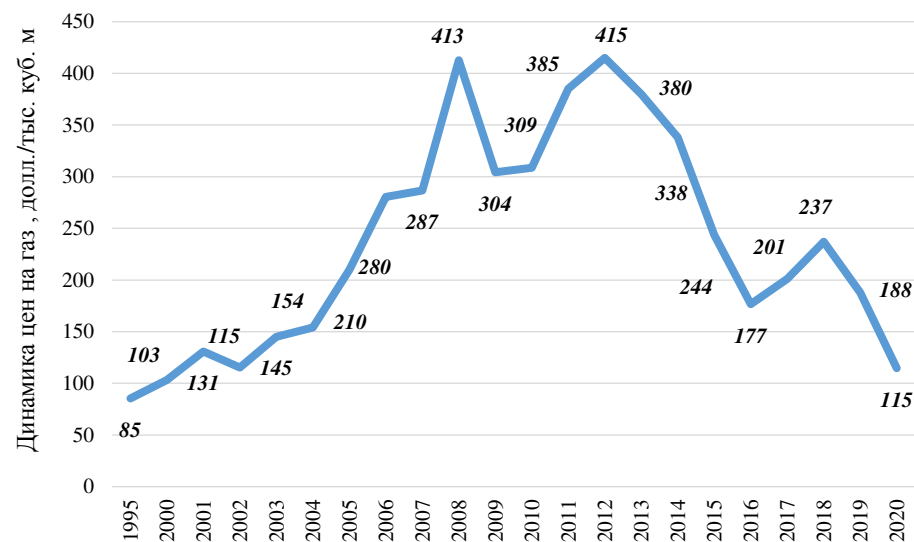
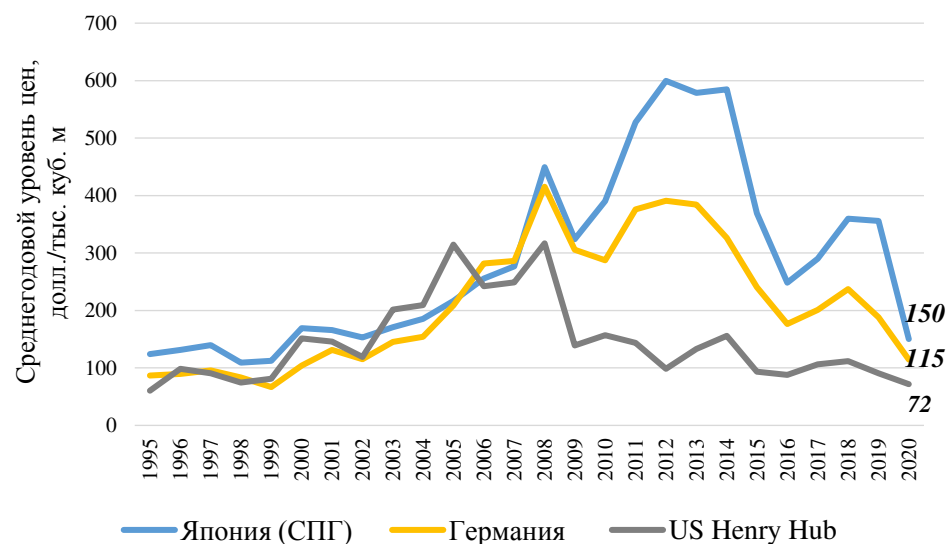


Рисунок 2.4. Среднегодовой уровень цен на природный газ на крупнейших газовых рынках



Источник: МЭА. ВР

Нефтегазовый комплекс России – 2020
Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Газовый комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Добыча газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

4. **Переработка газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. **Экспорт газа из России**

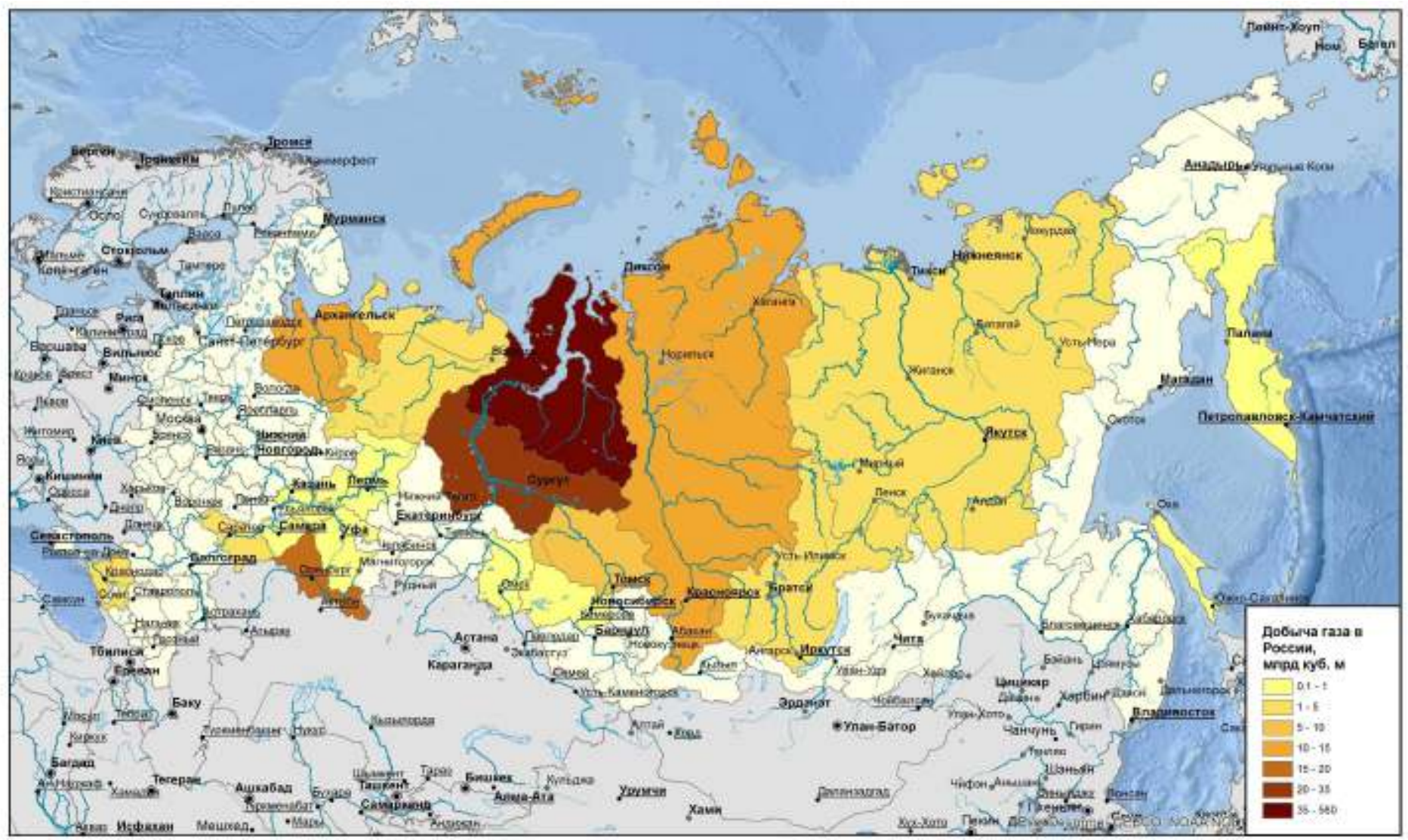
Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура



Добыча газа в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Общепромышленные тенденции добычи газа

В кризисный 2020 г. в России добыто 692,9 млрд куб. м газа (на 45 млрд куб. м ниже уровня предыдущего года), что соответствует уровню 2017 г. Темп прироста добычи газа в России составил $-6,1\%$ (рис. 3.1, 3.2), что обусловлено снижением экономической активности в целом в связи с пандемией COVID-19, теплой зимой 2019-2020 гг. и резким падением экспорта в Европу.

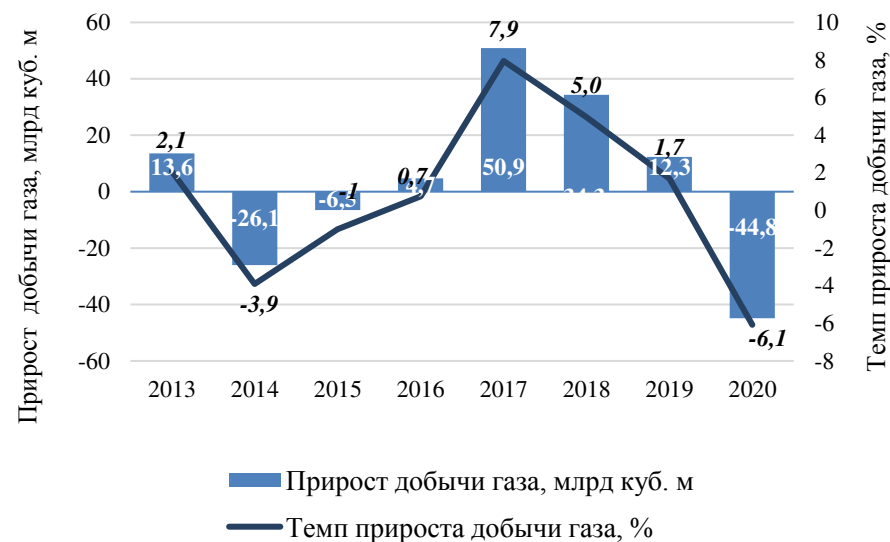
В структуре добычи газа в 2020 г. в России 86,3 % приходится на добычу природного газа и 13,7 % – на добычу попутного нефтяного газа. Темп прироста добычи попутного нефтяного газа составил 0,7 % в 2020 г., в то время как темп прироста добычи природного газа сократился на 7 % к 2019 г.

Уральский федеральный округ по-прежнему является крупнейшим центром добычи газа в России, он обеспечивает 81,7 % от общероссийского показателя. При этом регионы УФО являются основными центрами в России по добыче природного газа (ЯНАО, 89 %) и попутного нефтяного газа (ХМАО, 36 %).

Рисунок 3.1. Добыча газа в России



Рисунок 3.2. Прирост и темп прироста добычи газа в России



Источник: Минэнерго России

Добыча природного и попутного нефтяного газа

В России добыча природного газа ведется преимущественно в Ямало-Ненецком АО (включая Карское море), в Оренбургской области и на шельфе Охотского моря. Суммарная добыча газа включает также добычу попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ – это смесь газообразных и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяющихся из пластовой нефти при снижении давления во время нефтедобычи. Таким образом, ПНГ добывается нефтегазовыми компаниями в регионах добычи нефти, а именно: в Ханты-Мансийском АО, Иркутской области, Сахалинской области, Республике Саха (Якутия) и на шельфе Каспийского моря.

За период с 2012 г. по 2016 г. уровень добычи природного газа не претерпевал существенных изменений и находился в пределах 556–594 млрд куб. м. Однако в каждый рассматриваемый год начиная с 2013 г. добыча природного газа сокращалась. В то же время добыча ПНГ в последние пять лет (без учета 2020) росла относительно высокими темпами, в среднем на 5,3 %.

Структура добычи природного и попутного нефтяного газа значительно не менялась, сохраняя долю добычи природного газа на уровне 87–90 % и попутного нефтяного газа – 10–13 %.

В 2020 г. в структуре добычи газа в России 86,3 % приходится на добычу природного газа (598,2 млрд куб. м) и 13,7 % – на добычу попутного нефтяного газа (94,7 млрд куб. м).

Темп прироста добычи попутного нефтяного газа составил 0,7 % в 2020 г., несмотря на сокращение добычи нефти с 561,1 млн т в 2019 г. до 512,8 млн т в 2020 г. (на 9 %), в то время как природный газ сократился на 7 % относительно 2019 г.

Рисунок 3.3. Динамика добычи природного и попутного нефтяного газа в России

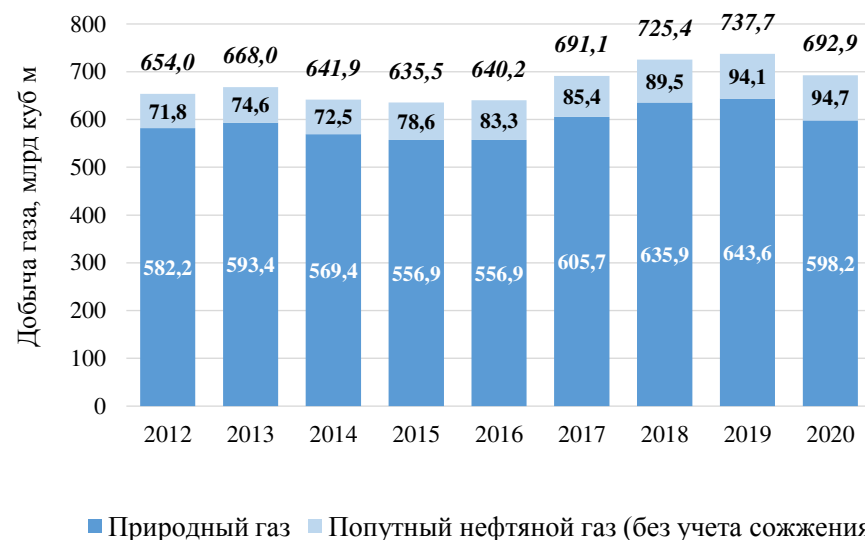
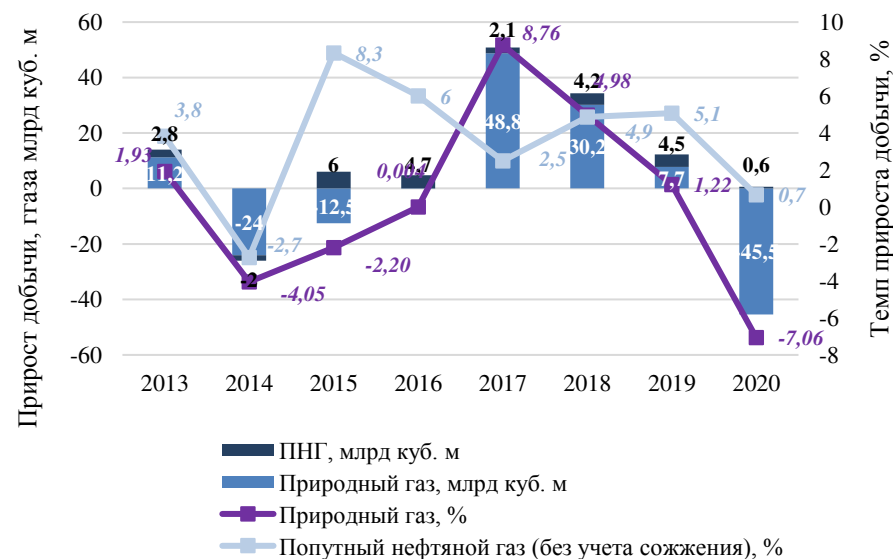


Рисунок 3.4. Прирост и темп прироста добычи природного и попутного нефтяного газа в России



Источник: Минэнерго России

Добыча и утилизация попутного нефтяного газа

В структуре добычи газа относительно высокую долю составляет попутный нефтяной газ. При этом на протяжении последних четырех лет сохраняется тенденция к росту добычи ПНГ.

В 2020 г. извлечено из недр 114,7 млрд куб. м ПНГ, из которых 19,9 млрд куб. м сожжено на факелах, что на 1,4 млрд куб. м меньше, чем в 2019 г. Продолжающийся с 2015 г. рост добычи ПНГ делает всё более актуальной проблему его эффективного использования как с точки зрения негативного влияния на экологию, так и с точки зрения упущенной экономической выгоды при его сжигании. Несмотря на прилагаемые усилия к решению вопроса утилизации ПНГ, по-прежнему значительная его часть вместе с ценными компонентами сжигается на факелах, что ведёт к экономическим потерям.

Относительно уровня 2015 г. общий прирост извлечения ПНГ из недр составил 25,6 млрд куб. м, а объём сожженного попутного газа вырос на 9,5 млрд куб. м. Таким образом, уровень полезного использования ПНГ снизился с 88,2 % в 2015 г. до 82,6 % в 2020 г. С учетом сожжения ПНГ добыча газа в 2020 г. составила 712,8 млрд куб. м.

За прошедший год без учета сожжения добыто 94,7 млрд куб. м попутного нефтяного газа, что незначительно выше уровня 2019 г. (+0,6 млрд куб. м).

Среди добывающих компаний наиболее эффективно используют извлекаемый попутный нефтяной газ «Сургутнефтегаз» (99,5 %), операторы СРП (98,4 %), «ЛУКОЙЛ» (97,7 %), «НК «РуссНефть» (96,6 %), «НОВАТЭК» (96,3 %). «Газпром нефть» (88,3 %) значительно нарастила уровень использования ПНГ в 2019 и 2020 гг. в сравнении с уровнем 2018 г. (77,7 %). Сокращение отмечается у «Роснефти» с 85,2 % в 2018 г. до 75,5 % в 2020 г. Наименьший процент извлекаемого попутного газа используется в компаниях «Газпром» (58,6 %), «Славнефть» (36,7 %) (рис. 3.5, 3.6).

Рисунок 3.5. Динамика добычи и утилизации попутного нефтяного газа

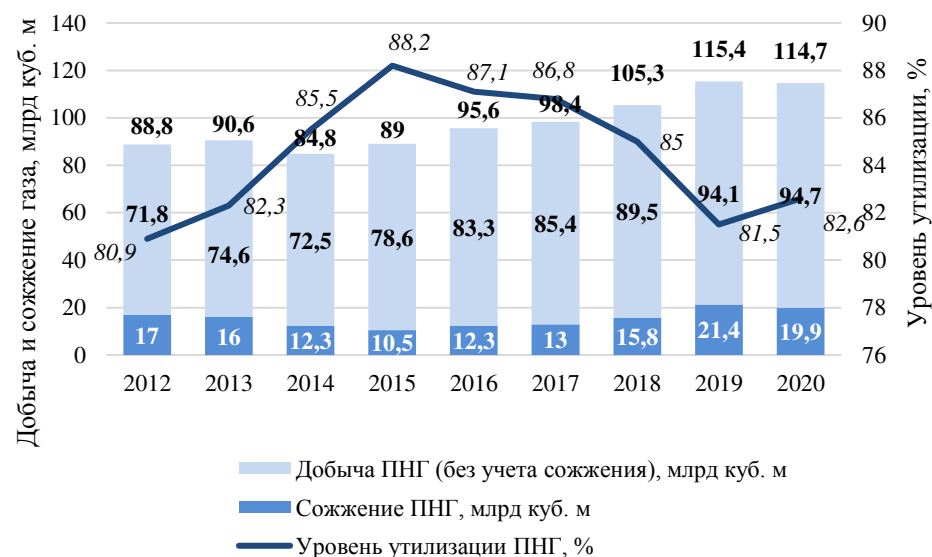
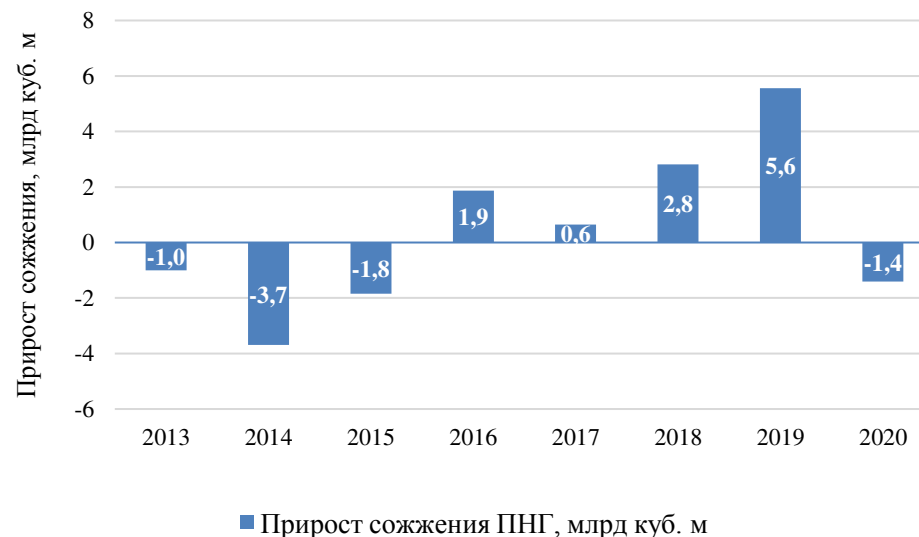


Рисунок 3.6. Прирост сожжения попутного нефтяного газа



Источник: Минэнерго России

Региональная структура добычи газа: по федеральным округам РФ

В России добыча природного газа ведется преимущественно в Уральском федеральном округе (Ямало-Ненецкий АО). Кроме того, природный газ добывается в Приволжском федеральном округе (Оренбургская и Саратовская области), Южном федеральном округе (Астраханская область и Краснодарский край), Сибирском федеральном округе (Красноярский край и Томская область), Дальневосточном федеральном округе (Сахалинская область и Республика Саха (Якутия)), а также на шельфе Каспийского, Карского и Охотского морей.

Добыча ПНГ непосредственно связана с нефтедобычей, поэтому основными регионами, где осуществляется производство попутного нефтяного газа, являются УФО (Ханты-Мансийский АО), СФО (Иркутская область), ДВФО (Сахалинская область, Республика Саха (Якутия)) и шельф Каспийского моря.

За период 2014–2020 гг. структура добычи природного и попутного (без учета сожжения) газа по федеральным округам практически не менялась, за исключением устойчивой тенденции умеренного роста доли Уральского федерального округа (с 79,0 % в 2014 г. до 83,6 % в 2019 г.), где наибольший прирост добычи пришелся на ЯНАО (с 475,6 млрд куб. м в 2014 г. до 582,6 млрд куб. м в 2019 г.).

В 2020 г. в региональной структуре почти 82 % газа добывается на территории Уральского федерального округа, в первую очередь ЯНАО (77 %). Добыча остального газа распределена в европейской части России, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Также крупнейшим регионом добычи газа является шельф (65,1 млрд куб. м, или 9,4 %).

Основное сокращение добычи газа в России в 2020 г. отмечено в УФО (–51 млрд куб. м), а именно в ЯНАО. Всего на территории ЯНАО открыто 238 газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, из которых 100 разрабатывается, а на 138 месторождениях ведутся разведочные работы. В 2021 г., несмотря на сложную ситуацию на энергетических рынках, в ЯНАО планируется рост добычи и реализация новых проектов. По предварительным планам в 2021 г. в регионе добудут 639,9 млрд куб. м газа (рост на 20 %), что превысит уровни предыдущих лет. В III квартале 2021 г. ожидается ввод 4-й линии завода Ямал СПГ мощностью 0,94 млн т/год, общая мощность проекта составит 17,4 млн т/год СПГ.

Рисунок 3.7. Структура добычи газа в России по Федеральным Округам РФ

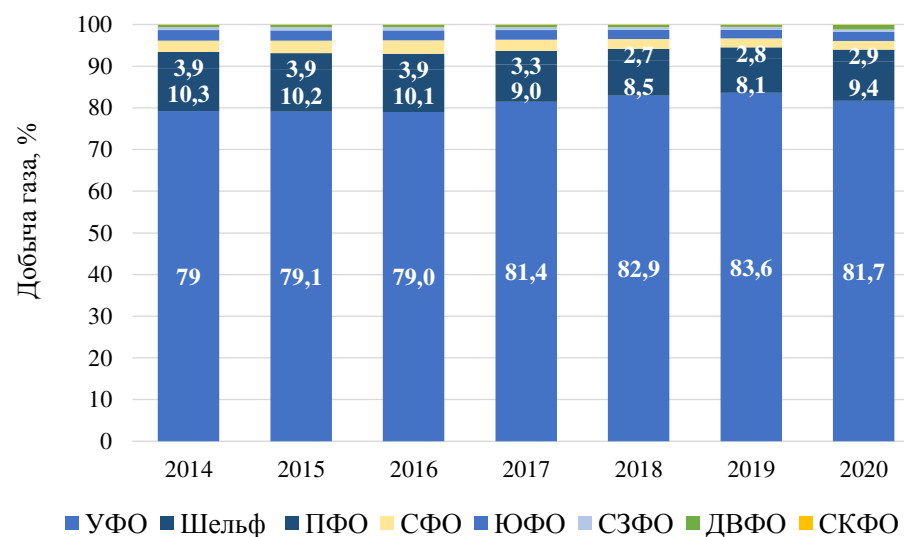
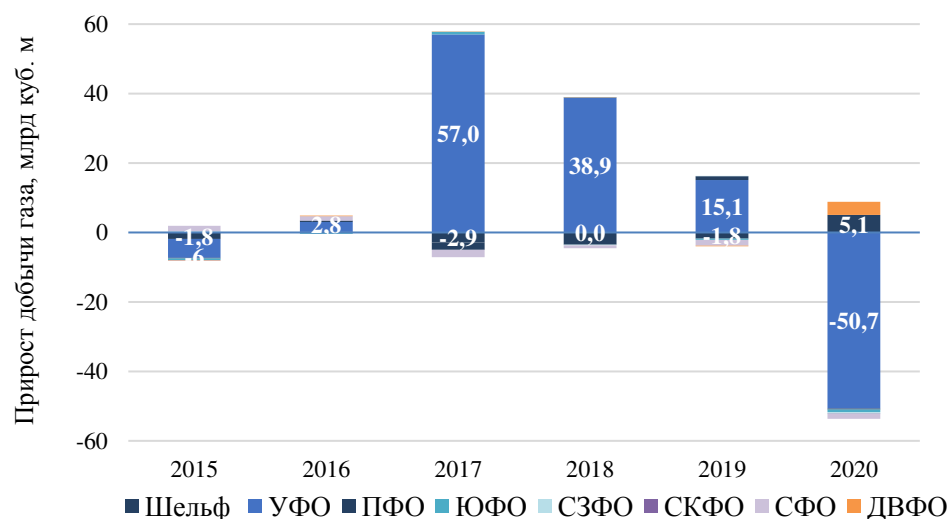


Рисунок 3.8. Прирост добычи газа в России по Федеральным Округам РФ



Источник: Минприроды России, Росстат

Газовая промышленность Уральского ФО



Источник: ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи газа: Уральский ФО

Уральский федеральный округ – это крупнейший центр добычи газа в России (81,7 % от общероссийского показателя). Ключевое значение для газовой отрасли России имеют регионы УФО – ЯНАО и ХМАО.

ЯНАО – основной центр в России по добыче природного газа (89 %). ХМАО – крупнейший центр по добыче попутного нефтяного газа в России (около 36 %).

Основные ресурсы газа расположены на севере ЯНАО, в Заполярье. Добыча природного газа в основном ведётся на уникальных и крупных месторождениях – Бованенковском, Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Надымском, Тазовском. Наиболее перспективными являются месторождения п-ова Ямал.

Одним из самых крупных ямальских месторождений по разведанным запасам газа является Бованенковское. Первоочередной объект освоения – сеноман-аптские залежи. В 2012 г. на месторождении был введен в эксплуатацию первым газовый промысел ГП-2, в 2014 г. – вторым ГП-1, в 2018 г. – третьим ГП-3. Суммарная проектная производительность трех промыслов – 115 млрд куб. м газа в год. В перспективе с вводом в разработку неоконъюрических залежей проектная производительность Бованенковского месторождения увеличится до 140 млрд куб. м газа в год.

За последние несколько лет региональная структура добычи газа в УФО практически не изменилась: доля ЯНАО сохраняется на уровне 93–95 % при незначительном колебании добычи в Ханты-Мансийском АО.

В 2020 г. падение добычи газа в УФО составило около 51 млрд куб. м, а именно в ЯНАО. Всего на территории ЯНАО открыто 238 газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, из которых 100 разрабатывается, а на 138 месторождениях ведутся разведочные работы. В 2021 г., несмотря на сложную ситуацию на энергетических рынках, в ЯНАО планируется рост добычи и реализация новых проектов. По предварительным планам в 2021 г. в регионе добудут 639,9 млрд куб. м газа (рост на 20 %), что превысит уровни предыдущих лет. В III квартале 2021 г. ожидается ввод 4-й линии завода Ямал СПГ мощностью 0,94 млн т/год, общая мощность проекта составит 17,4 млн т/год СПГ. (рис. 3.9, 3.10).

В 2023 г. будет введено в эксплуатацию Харасавэйское ГКМ. В том же году запланирован ввод УКПГ производительностью 32 млрд куб. м газа в год, ДКС мощностью 150 МВт и 93 эксплуатационные скважины, в 2024 г. – подключение 62 скважин.

Рисунок 3.9. Добыча газа в Уральском федеральном округе

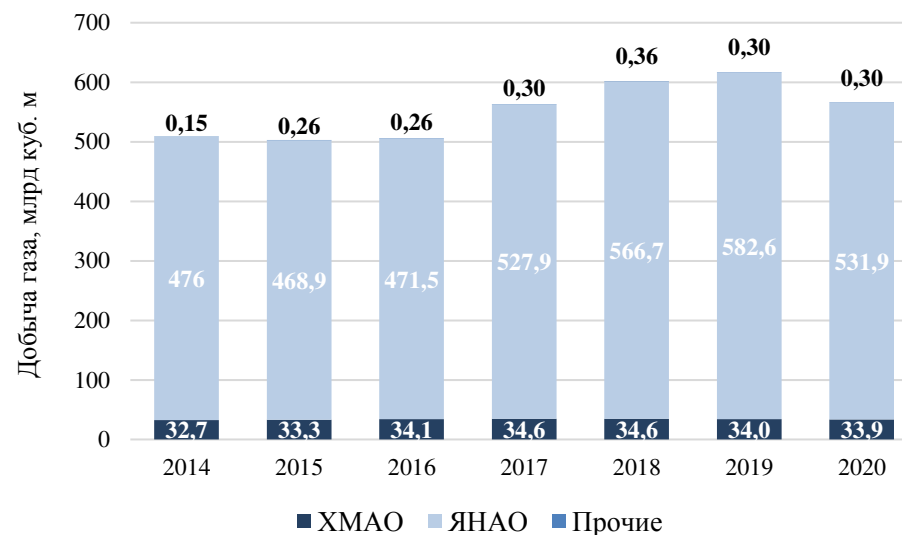
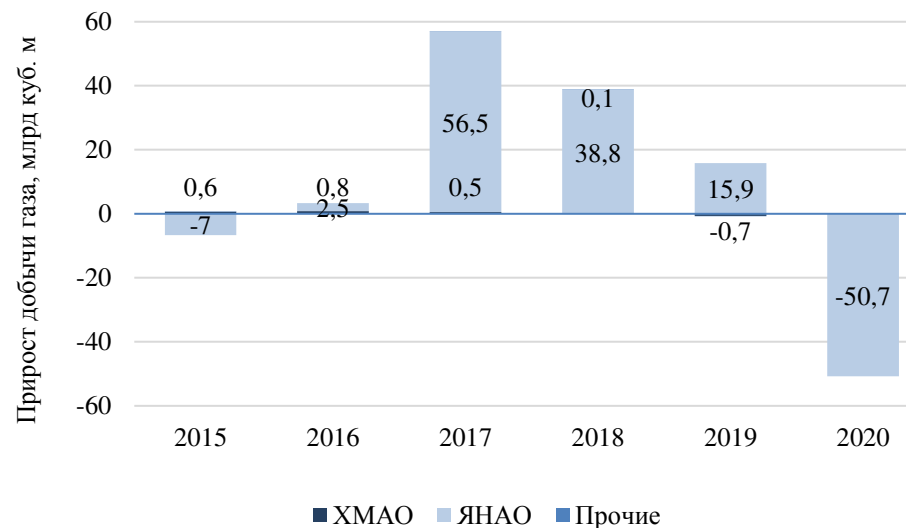
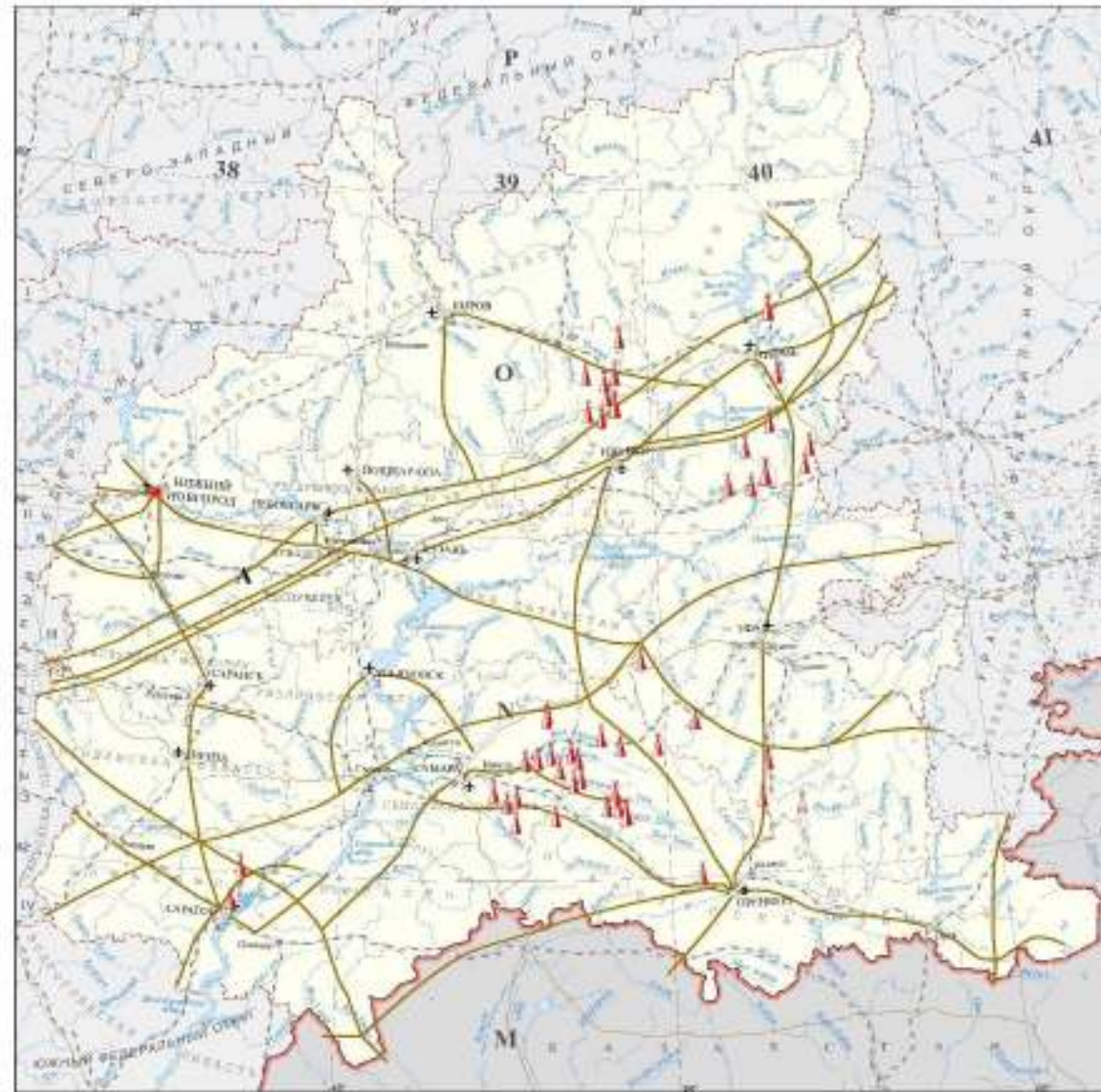


Рисунок 3.10. Прирост добычи газа в Уральском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

Газовая промышленность Приволжского ФО



Источник: ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи газа: Приволжский ФО

Приволжский федеральный округ занимает около 3 % в структуре добычи газа в России, являясь крупнейшим после УФО регионом добычи газа в стране. Оренбургская и Саратовская области обеспечивают добычу природного газа на уровне 17–20 млрд куб. м в год. Остальные регионы обеспечивают добычу попутного нефтяного газа.

Территориально Приволжский федеральный округ относится к Волго-Уральскому нефтегазоносному бассейну. Сырьевая база природного газа в регионе представлена в основном газоконденсатными месторождениями, содержащими кроме метана конденсат, пропан, бутан и другие попутные полезные компоненты. Оренбургское газоконденсатное месторождение является крупнейшим в европейской части страны. В Саратовской области – Курдюмо-Елшанское, Степановское и др. месторождения.

В 2020 г. добыча газа в Приволжском федеральном округе составила около 20,5 млрд куб. м, из них 77 % приходится на Оренбургскую область, 16,8 % – Саратовскую область и 6 % – прочие области. В целом добыча газа в ПФО осталась на уровне 2019 г.

За период с 2014 г. по 2020 г. в Оренбургской области, наблюдалась тенденция постепенного сокращения добычи газа с 20,3 млрд куб. м до 14,9 млрд куб. м, сокращения произошли из-за истощения скважин и приостановки добычи на месторождениях по различным причинам. В Саратовской области добыча газа колебалась в среднем на уровне 3,5 млрд куб. м. В то же время добыча газа в других областях в абсолютном и относительном выражении показывала колебания до 1,3 млрд куб. м (рис. 3.11, 3.12).

Рисунок 3.11. Добыча газа в Приволжском федеральном округе

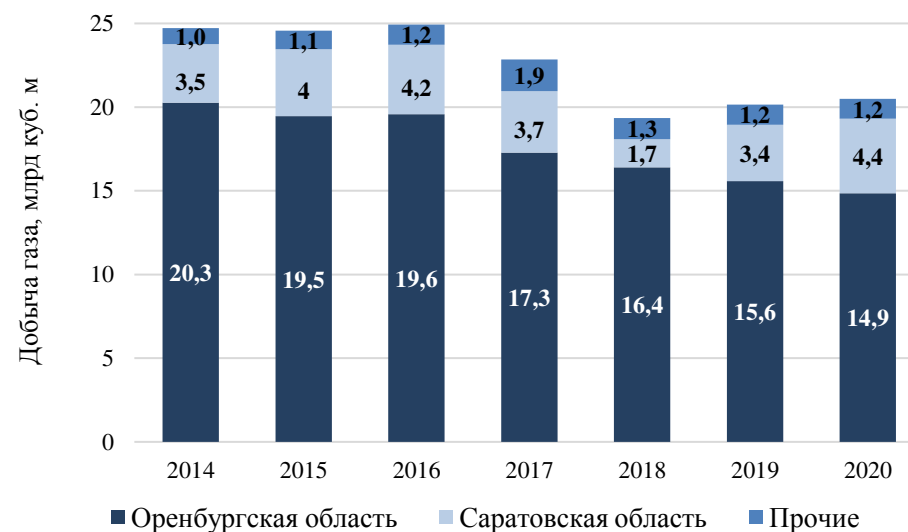
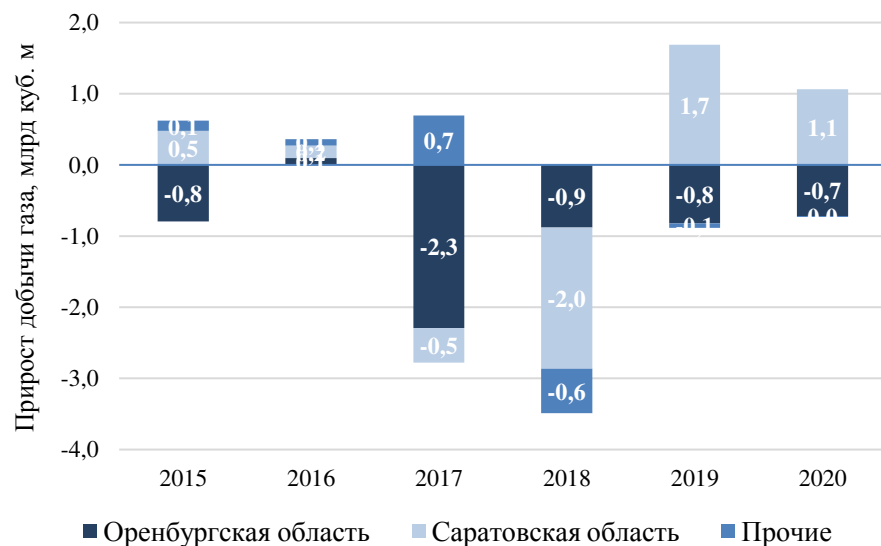


Рисунок 3.12. Прирост добычи газа в Приволжском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

Региональная структура добычи газа: Южный ФО

В Южном федеральном округе разведанные запасы природного газа сосредоточены преимущественно в Астраханской области. Крупнейшим газовым месторождением, имеющим общероссийское значение, является Астраханское. Также в ЮФО расположены уникальное Центрально-Астраханское, крупное Западно-Астраханское и среднее по запасам газа месторождение Краснодарского края – Анастасиевско-Троицкое.

В 2020 г. добыча газа в ЮФО сократилась на 710 млн руб. и составила 14,9 млрд куб. м, это минимальное значение с 2014 г. В Астраханской области было добыто около 11,2 млрд куб. м природного газа, в Краснодарском крае – 2,2 млрд куб. м, в прочих регионах – 1,5 млрд куб. м.

Южный федеральный округ занимает не более 2,5 % в структуре добычи природного газа в России. При этом в последние годы доля добычи газа ЮФО сократилась с 2,5 % в 2014 г. до 2,1 % в 2020 г.

В последние несколько лет структура добычи газа в Южном федеральном округе не претерпевала существенных изменений (рис. 3.13, 3.14).

Рисунок 3.13. Добыча газа в Южном федеральном округе



Рисунок 3.14. Прирост добычи газа в Южном федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

Газовая промышленность Сибирского ФО



Источник: ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи газа: Сибирский ФО

Сибирский федеральный округ обеспечивает 2,1 % добычи газа в России. Основная часть промышленной добычи природного газа в СФО осуществляется в Томской области, Красноярском крае, попутного нефтяного газа – в Иркутской области.

Добыча газа в Томской области ведется преимущественно на Северо-Васюганском и Мыльдженском месторождениях. На территории Красноярского края расположено 33 месторождения углеводородного сырья, крупнейшие из них находятся в Туруханском и Таймырском (Долгано-Ненецком) районах – месторождения Ванкорской группы (Ванкорское, Сузунское, Тагульское и др.) и на юге Эвенкийского района – месторождения Юрубчено-Тахомской зоны (Юрубченское, Куюмбинское, Собинское, Пайгинское, Имбинское, Берямбинское и др.). Иркутская область (Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское и Дулисьминское месторождения) является одним из основных поставщиков жидких углеводородов на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона за счет участия в системе нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

В 2020 г. добыча газа в СФО составила 14,3 млрд куб. м, показав падение на 9 % относительно уровня 2019 г. Падение добычи произошло в основном за счет уменьшения добычи газа в Томской области (-1,2 млрд куб. м).

В последние несколько лет в структуре добычи газа в Сибирском федеральном округе около 50–55 % приходилось на добычу в Красноярском крае, около 35–40 % – в Томской и около 10 % – в Иркутской областях. В период 2015–2020 гг. наблюдается тенденция незначительного сокращения доли добычи природного газа в Красноярском крае, а также увеличения роли добычи газа в Иркутской области.

В 2020 г. доля Иркутской области осталась на уровне 12 %. Однако перспективы развития газодобывающей промышленности СФО связаны с добычей природного газа на Ковыктинском газоконденсатном месторождении Иркутской области. Ковыктинское месторождение является ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири». Подключение этого месторождения к магистральному газопроводу запланировано на конец 2022 г., максимальная добыча на месторождении прогнозируется на уровне 30–35 млрд куб. м в год. Также ежегодно в Томской области открываются по несколько месторождений нефти и газа, геофизическими методами подготавливаются новые площади под глубокое бурение, введен в эксплуатацию крупнейший нефтепровод Александровское – Томск – Анжеро-Судженск, ведется строительство газопровода (рис. 3.15, 3.16).

Рисунок 3.15. Добыча газа в Сибирском федеральном округе

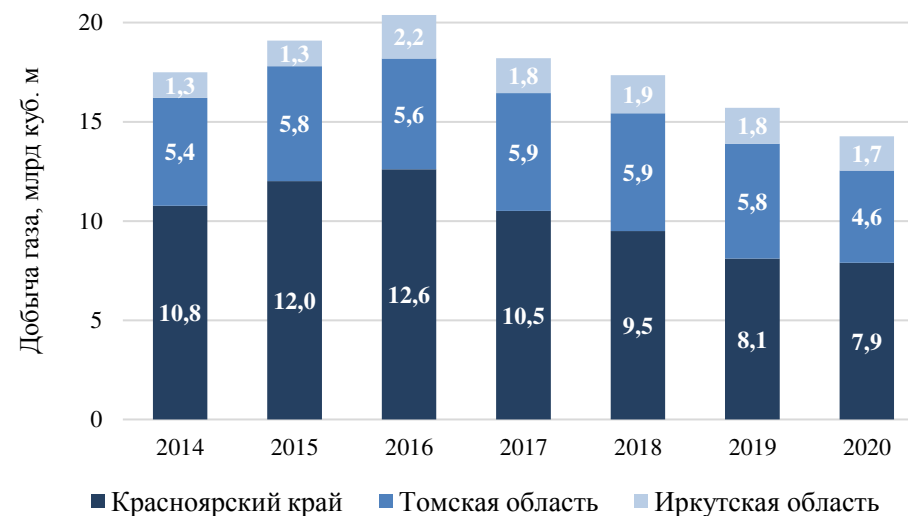
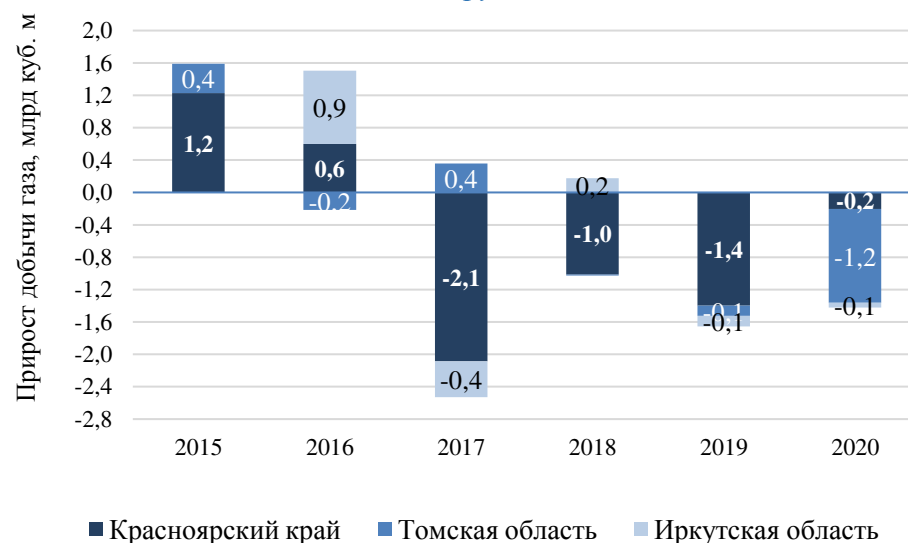
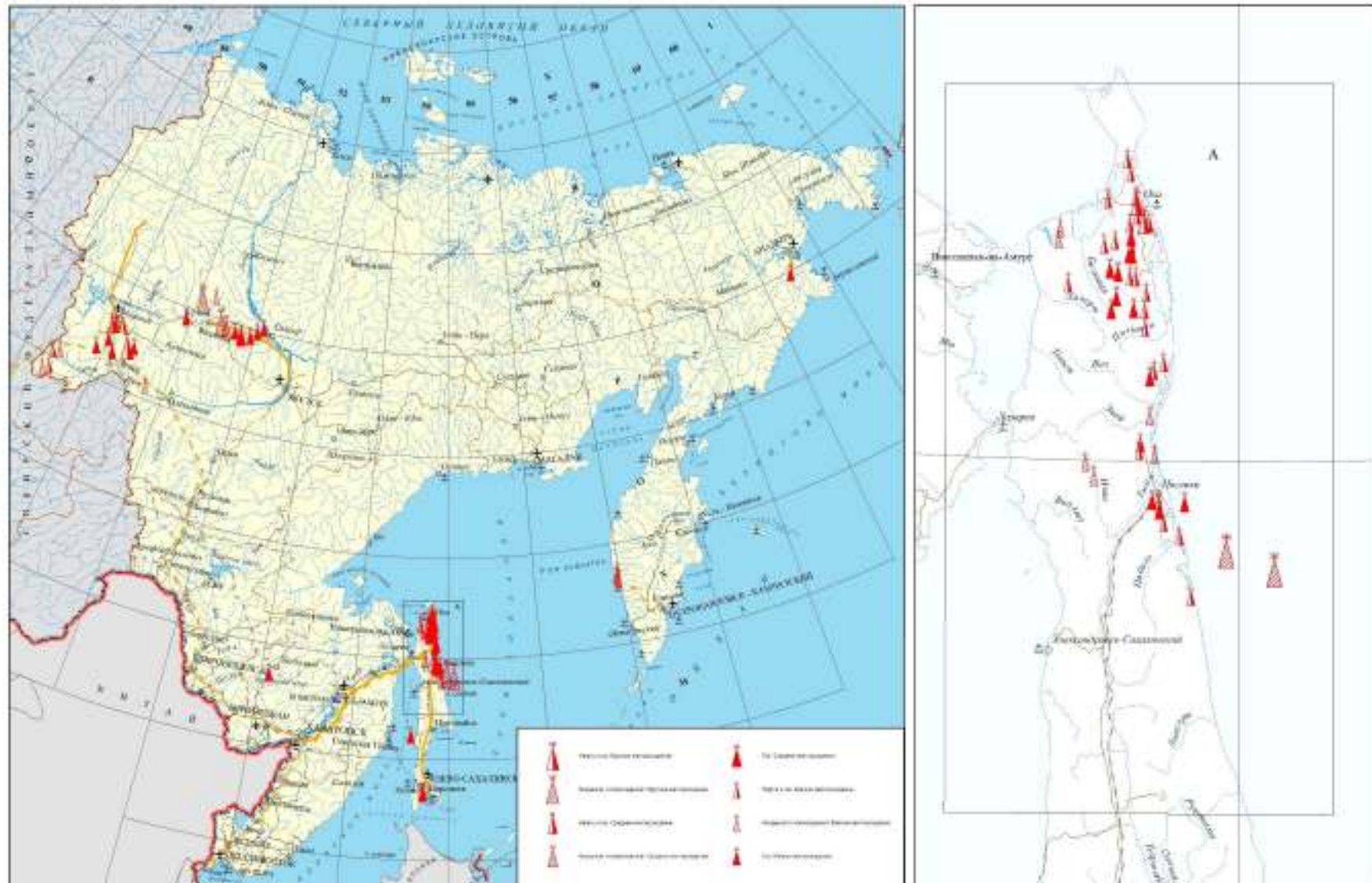


Рисунок 3.16. Прирост добычи газа в Сибирском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

Газовая промышленность Дальневосточного ФО, включая шельф о. Сахалин



Источник: ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи газа: шельф

Около 9 % добычи природного и попутного нефтяного газа добывается на шельфе Охотского, Карского и Каспийского морей.

В 2020 г. на шельфе Охотского моря добыто 33,4 млрд куб. м газа, на шельфе Каспийского моря – 3,3 млрд куб. м, Карского моря – 28 млрд куб. м. Рост добычи газа на шельфе составил 4,4 млрд куб. м относительно уровня 2019 г.

В структуре добычи газа в последние пять лет доля добычи на шельфе Охотского моря планомерно увеличивалась с 42 % в 2014 г. до 51,5 % в 2020 г. В то же время объем и доля добычи на Каспийском море выросли в 2 раза за период 2014–2020 гг. до 3,3 млрд куб. м, или 5 %.

Ресурсы нефтегазоносного бассейна Охотского моря колеблются от 1 до 5 млрд т нефти и от 1 до 4 трлн куб. м природного газа. Нефтегазоносный бассейн разделен на лицензионные участки, из них высокоперспективными считаются Сахалинские, Магаданские и Западно-Камчатские проекты.

«Сахалин-1» – нефтегазовый проект, реализуемый на о-ве Сахалин по условиям соглашения о разделе продукции. Район разработки включает в себя месторождение Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги. Объем извлекаемых запасов оценивается в 307 млн т (2,3 млрд баррелей нефти) и 485 млрд куб. м природного газа. На месторождениях Чайво и Одопту-море идет быстрое и существенное наращивание объемов добычи. На месторождении Аркутун-Даги также планируется наращивание объемов добычи нефти.

Проект «Сахалин-2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохское (главным образом нефтяного месторождения с попутным газом), Лунское (преимущественно газовое месторождение с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой). Суммарные извлекаемые запасы составляют порядка 150 млн т (свыше 1 млрд баррелей) нефти и 500 млрд куб. м газа.

В Карском море расположены Русановское, Ленинградское, Харасавейское месторождения (ресурсы оцениваются в 10–50 трлн куб. м природного газа). В мае 2019 г. компания «Газпром» сообщила об открытии двух месторождений в Карском море. Первое – месторождение Василия Динкова – находится в пределах Русановского участка с запасами газа в 390,7 млрд куб. м. Запасы второго, Нярмейского, превышают 120 млрд куб. м. Эти месторождения в перспективе приведут к положительной динамике роста добычи газа в Карском море.

На шельфе Каспийского моря осуществляется добыча преимущественно попутного нефтяного газа в объеме 5,8 млрд куб. м на месторождениях им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского (рис. 3.17, 3.18).

Рисунок 3.17. Добыча газа на шельфе

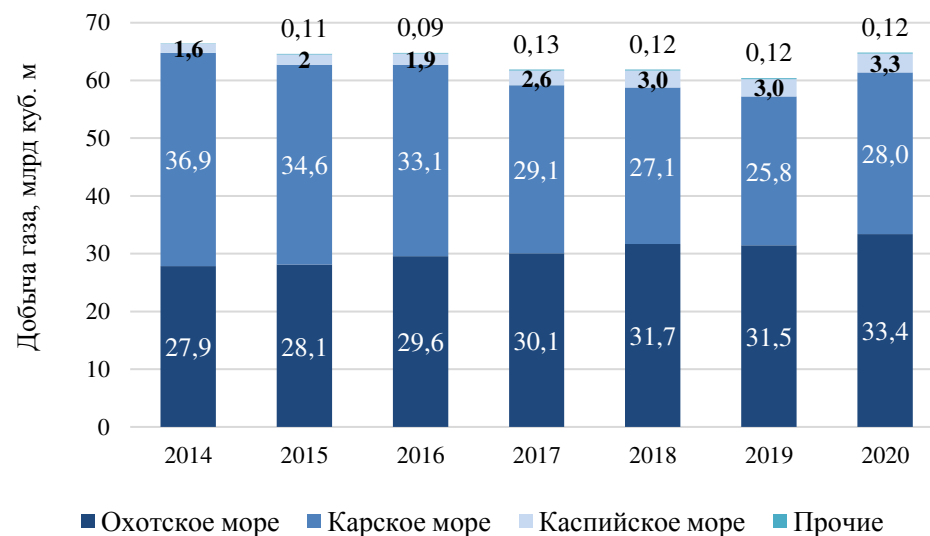


Рисунок 3.18. Прирост добычи газа на шельфе



Источник: Минприроды России, Росстат

Организационная структура добычи газа

По состоянию на 01.01.2021 г. добычу природного и попутного нефтяного газа на территории страны осуществляют 260 добывающих предприятий, в том числе: 76 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных холдингов (ВИНК); 15 дочерних компаний в составе «Газпром»; 8 структурных подразделений НОВАТЭК; 158 независимых нефтегазодобывающих компаний; три предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

В течение последних десяти лет сохранялась тенденция к сокращению доли добычи компании «Газпром», увеличению добычи независимыми производителями газа, в то время как уровень добычи газа нефтяными компаниями и операторами СРП рос незначительными темпами до 2015 г. и 2011 г. соответственно, а после сохранялся на уровне 15 и 4 %.

По итогам 2020 г. около 64 % всего газа в России добывает Группа «Газпром». В 2020 г. добыча газа составила 453,5 млрд куб. м, из них значительная часть (430 млрд куб. м) приходится на газодобывающие дочерние компании ПАО «Газпром». Их доля в структуре добычи газа в России продолжает сокращаться (с 84 % в 2007 г. до 60 % в 2020 г.).

В 2020 г. в структуре добычи газа независимые компании («НОВАТЭК» и пр.) по-прежнему являются крупнейшими производителями газа после Группы «Газпром» и добывают около 20 % газа (140,7 млрд куб. м). Суммарная доля нефтяных компаний, включая «Газпром нефть» (входит в Группу «Газпром»), сохраняется на уровне 15–16 % (111,6 млрд куб. м в 2020 г.).

На протяжении последних лет доля операторов СРП сохраняется на уровне 4 %, несмотря на устойчивую тенденцию роста уровня добычи газа с 25,6 млрд куб. м в 2017 г. до 30,5 млрд куб. м в 2020 г.

В связи с экономическим кризисом из-за пандемии COVID-19 и падением спроса на газ по всему миру, основной производитель газа в России – «Газпром», сократил добычу на 47 млрд куб. м. Нарастили добычу операторы СРП (+1,7 млрд куб. м) и независимые производители (+0,2 млрд куб. м).

Рисунок 3.19. Организационная структура добычи газа в России

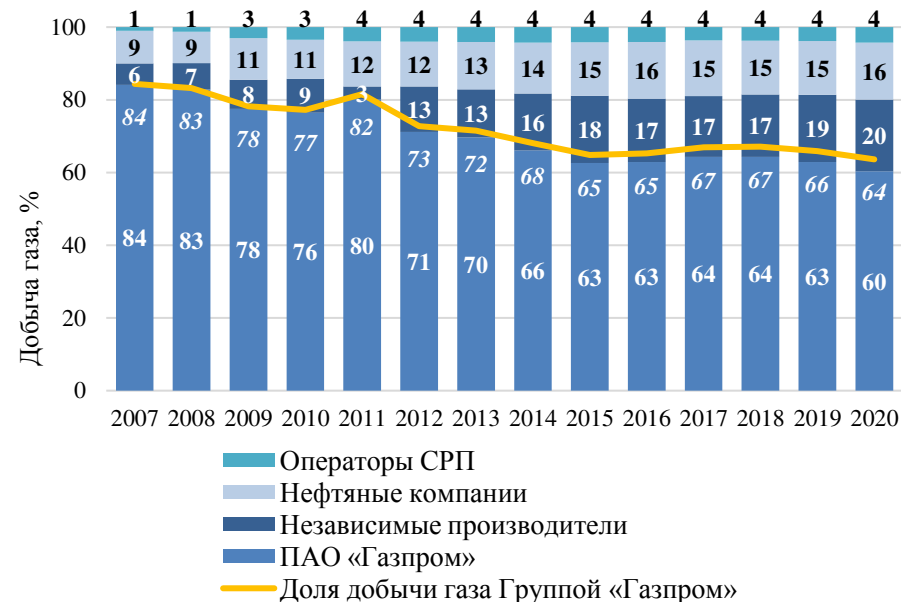


Рисунок 3.20. Организационная структура прироста добычи газа в России



Источник: Минэнерго России

Организационная структура добычи газа: ПАО «Газпром»

ПАО «Газпром» – крупнейшая компания по добычи газа в России. По состоянию на 31 декабря 2019 г. на территории России Группой компаний «Газпром» разрабатывалось 144 месторождения углеводородов. Основным центром добычи газа «Газпромом» остается Надым-Пур-Тазовский нефтегазоносный район в ЯНАО.

С 2010 г. наблюдалась тенденция сокращения добычи и экспорта газа компанией, что было сопряжено со стабилизацией потребления газа в Европе и мире, а также расширением добычи газа со стороны других газодобывающих компаний. Пиковое падение добычи произошло в 2015 г. как результат наступления экономического кризиса в России и значительного снижения цен на газ на европейском рынке. Однако в 2016 г. «Газпром» начал интенсивное наращивание добычи газа, что связано с улучшением конъюнктуры европейского рынка газа, тем не менее достичь уровня добычи 2010 г. компании пока не удалось.

В 2019 г. добыча газа «Газпромом» приблизилась к докризисному уровню и составила 477 млрд куб. м. Однако экономический кризис в 2020 г. и снижение спроса на газ в Европе и на внутреннем рынке вынудили компанию сократить добычу до 430 млрд куб. м. В 2021 г. компания планирует добыть 496,9 млрд куб. м газа.

В настоящее время компания продолжает активное освоение сеноман-аптских залежей Бованенковского месторождения, в 2020 г. выполнен довод вторых очередей дожимных компрессорных станций и 53 эксплуатационные газовые скважины. Последовательное развитие Бованенковского НГКМ и дальнейший ввод дожимных мощностей и эксплуатационных скважин позволит вывести месторождение на проектный уровень добычи после 2022–2023 гг.

Продолжаются полномасштабные работы по освоению Харасавэйского месторождения на Ямале. Начало добычи газа на Харасавэйском ГКМ запланировано в 2024 г. с выводом месторождения на проектный уровень добычи 32 млрд куб. м в год к 2026 г.

Стратегическими регионами добычи газа на долгосрочную перспективу для «Газпрома» являются п-ов Ямал, Восточная Сибирь и Дальний Восток, континентальный шельф России (рис. 3.21, 3.22).

Рисунок 3.21. Добыча газа компанией «Газпром»

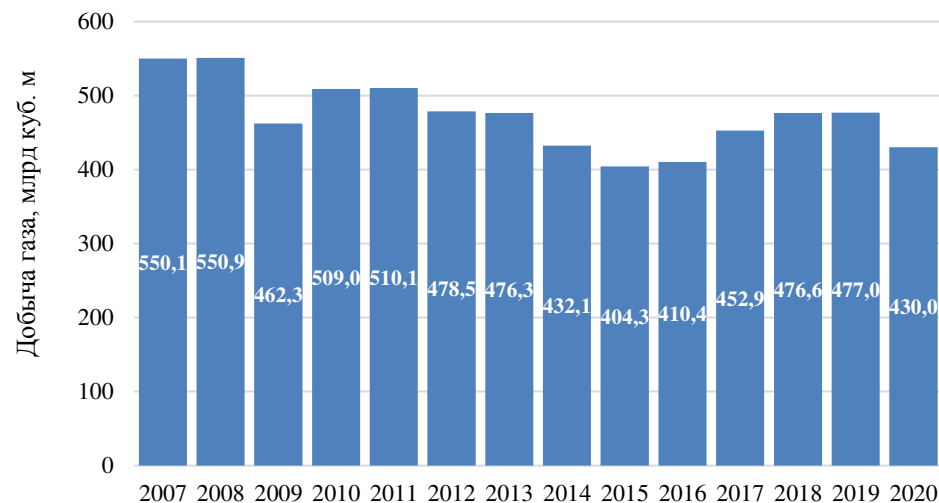
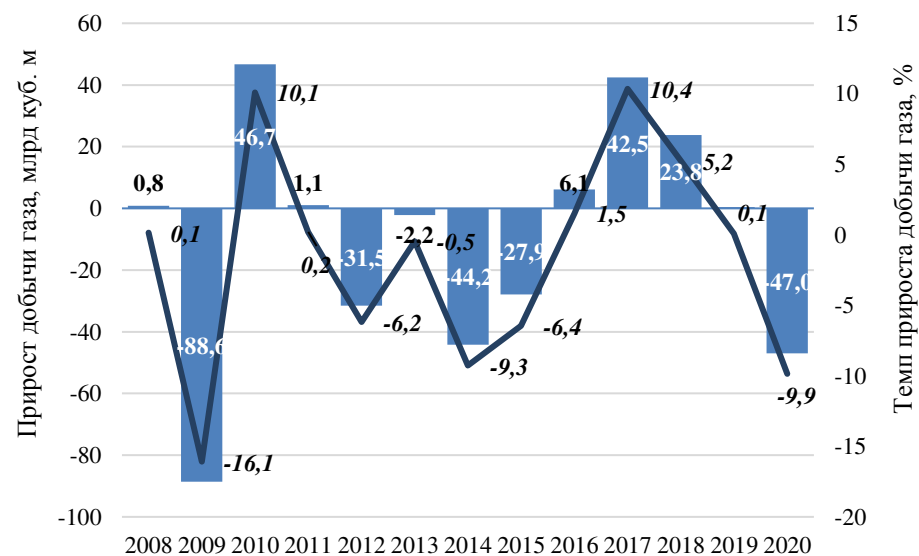


Рисунок 3.22. Прирост и темп прироста добычи газа «Газпром»



Источник: данные компаний

Организационная структура добычи газа: Нефтяные компании

В 2020 г. нефтяные компании (включая «Газпром нефть») добыли 111,6 млрд куб. м газа, что на 1 % ниже 2019.

Наибольшую долю по добыче газа среди нефтяных компаний занимает компания «Роснефть» (52,3 млрд куб. м, или 47 %). Компания осуществляет добычу газа силами нескольких десятков дочерних обществ и совместных предприятий в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге европейской части России, Дальнем Востоке, а также во Вьетнаме и Венесуэле. Основные центры роста добычи газа «Роснефти» в ближайшие годы – проект Роспан, Харампурское и Береговое месторождения, Кынско-Часельская группа месторождений.

Доля компании «ЛУКОЙЛ» составляет 19 %, в 2020 г. компания добыла 20,8 млрд куб. м, что на уровне предыдущего года.

Значительная доля добычи газа приходится на компанию «Газпром нефть» (21 %), которая обеспечила прирост добычи газа в 2020 г. – +0,4 млрд куб. м.

Объем добычи газа остальными компаниями в 2020 г. не превысил 15 млрд куб. м, из которых 9,2 млрд куб. м приходится на компанию «Сургутнефтегаз» (рис. 3.23, 3.24).

Рисунок 3.23. Добыча газа нефтяными компаниями

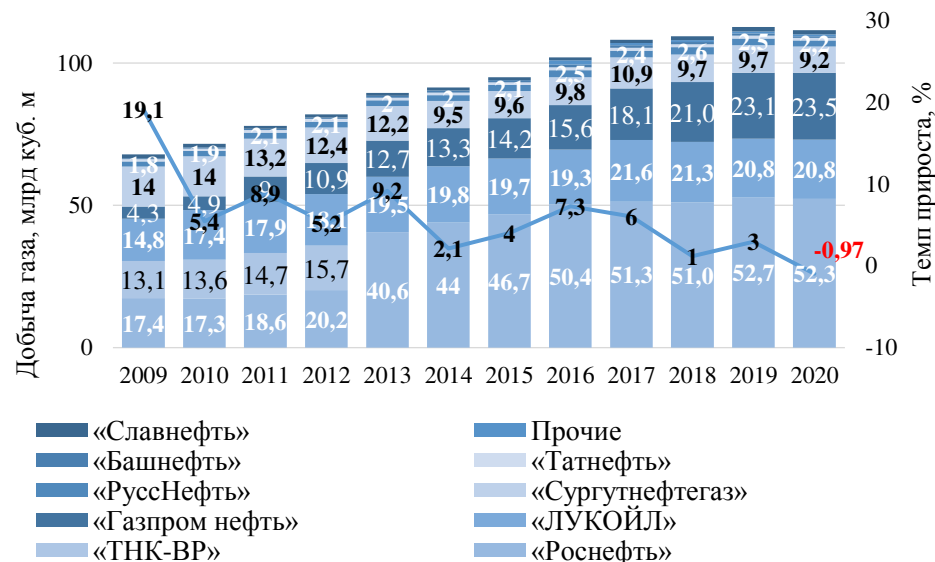
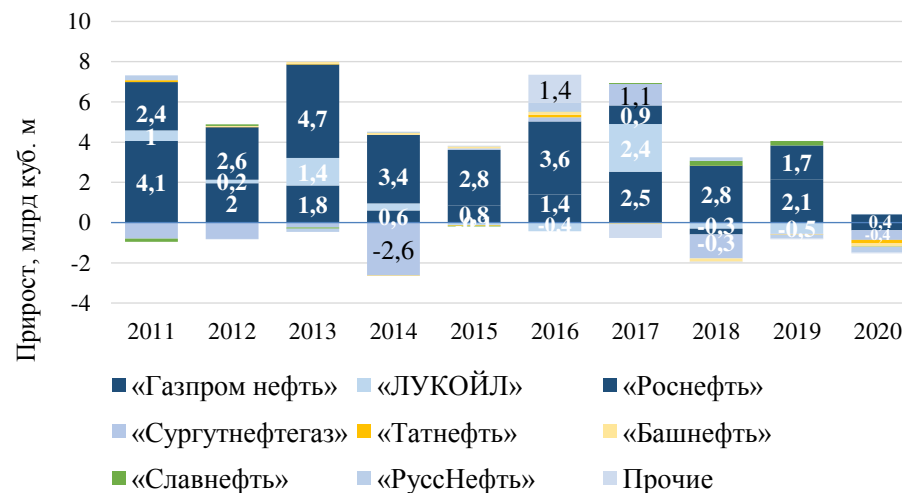


Рисунок 3.24. Структура прироста добычи газа нефтяными компаниями



Источник: данные компаний

Организационная структура добычи газа: Независимые компании

В последние десять лет добыча газа независимыми компаниями демонстрировала тенденцию постоянного роста с незначительными отклонениями (небольшое падение в 2016 г.), а их доля в общей структуре добычи газа выросла с 6 % в 2007 г. до 19 % в 2019 г. В кризисный 2020 г. прирост составил 200 млн куб. м.

Доля независимых производителей в структуре добычи газа в 2020 г. составила 20 % (140,7 млрд куб. м), в то время как темп прироста добычи – 1,5 %. Таким образом, независимые производители газа («НОВАТЭК» и прочие) являются вторым крупнейшим газодобывающим производителем после «Газпрома».

За период с 2007 по 2014 г. прочие независимые компании показали относительно высокие темпы наращивания добычи газа, и в 2015 г. их уровень превысил уровень компании «НОВАТЭК», составив 61,5 млрд куб. м. После незначительного падения до 56,7 млрд куб. м в 2016 г. прочие производители газа практически сравнялись с «НОВАТЭК» (56,9 млрд куб. м). Однако в 2017 г. они снова обогнали «НОВАТЭК» по объему добычи. В 2020 г. объем добычи газа прочими независимыми компаниями составил 62,9 млрд куб. м (-1,4 %).

Один из крупнейших российских независимых производителей природного газа – компания «НОВАТЭК» – в 2020 г. добыла 77,9 млрд куб. м газа. Основными факторами, оказавшими положительное влияние на рост добычи независимого производителя в последние несколько лет, стали запуск производства СПГ на второй и третьей очередях завода «Ямала СПГ» в июле и ноябре 2018 г. соответственно и ввод в эксплуатацию нефтяных залежей Яро-Яхинского месторождения совместного предприятия «Арктикгаз» в декабре 2018 г. (рис. 3.25, 3.26).

Рисунок 3.25. Добыча газа независимыми компаниями

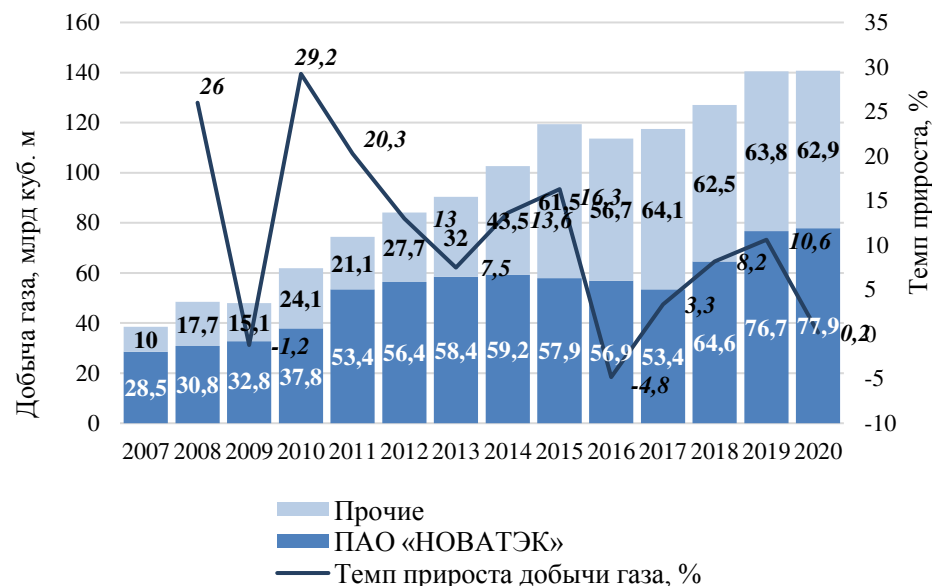
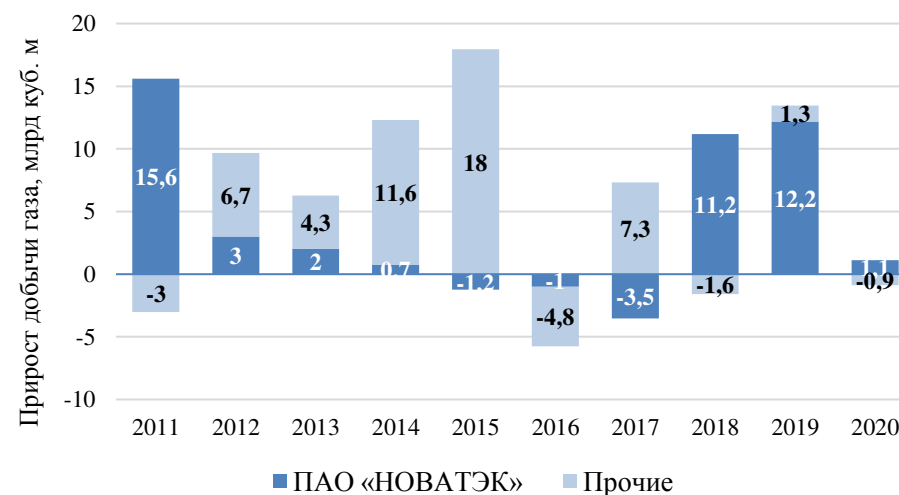


Рисунок 3.26. Структура прироста добычи газа независимыми компаниями



Источник: данные компаний

Организационная структура добычи нефти: Операторы СРП

В России реализуется три соглашения о разработке месторождений углеводородного сырья на условиях раздела продукции – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьягинское СРП».

С 2011 г. доля добычи операторами СРП в общей структуре добычи газа в России сохранялась на уровне 4 %. Темп прироста добычи газа операторами СРП снижался с 2010 г. в связи с истощением запасов газа. С 2018 г. наметился тренд на рост добычи газа операторами СРП в связи с ростом спроса на СПГ.

«Сахалин-1» – нефтегазовый проект, реализуемый на о-ве Сахалин по условиям соглашения о разделе продукции. В рамках проекта предусмотрена разработка нефти и газа на северо-восточном шельфе острова. Район разработки включает в себя месторождения Чайво, Одоптуморе и Аркутун-Даги. Объем извлекаемых запасов оценивается в 307 млн т (2,3 млрд баррелей) нефти и 485 млрд куб. м природного газа. В 2018 г. соглашение о разделе продукции в рамках проекта «Сахалин-1», куда входят ExxonMobil, «Роснефть», Sodeco и ONGC, продлено с 2021 г. еще на 30 лет.

Проект «Сахалин-2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного месторождения с попутным газом), Лунского (преимущественно газового месторождения с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой). Суммарные извлекаемые запасы «Сахалин-2» составляют порядка 150 млн т (свыше 1 млрд баррелей) нефти и 500 млрд куб. м газа.

В рамках проекта «Сахалин-1» отмечена тенденция к увеличению добычи газа до 2014 г., а затем планомерное ее снижение до уровня 8 млрд куб. м в 2017 г., что связано со стабилизацией уровня добычи газа в целом и выходом ее «на полку» с 2013 г.

Основная часть газа добывается в рамках проекта «Сахалин-2», добыча которого с 2011 по 2016 г. колебалась в пределах 17,2–17,8 млрд куб. м. Добыча прочих операторов СРП («Харьягинское СРП») в последние годы остается на уровне 0,2 млрд куб. м.

Общий уровень добычи газа операторами СРП в 2020 г. составил 30,5 млрд куб. м, доли проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – 38 % и 61 % соответственно (против 37 и 62 % в 2019 г.) (рис. 3.27, 3.28).

Рисунок 3.27. Добыча газа операторами СРП

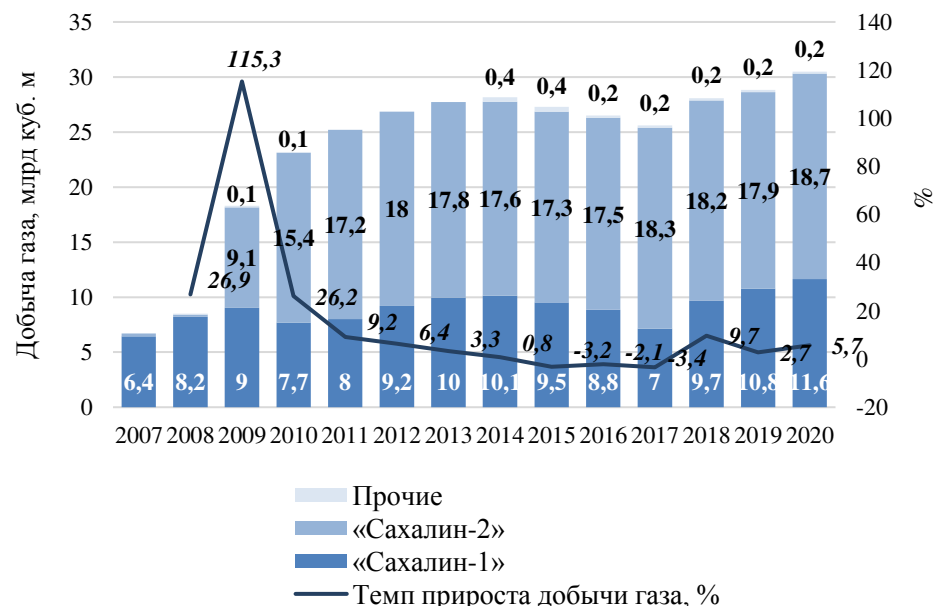
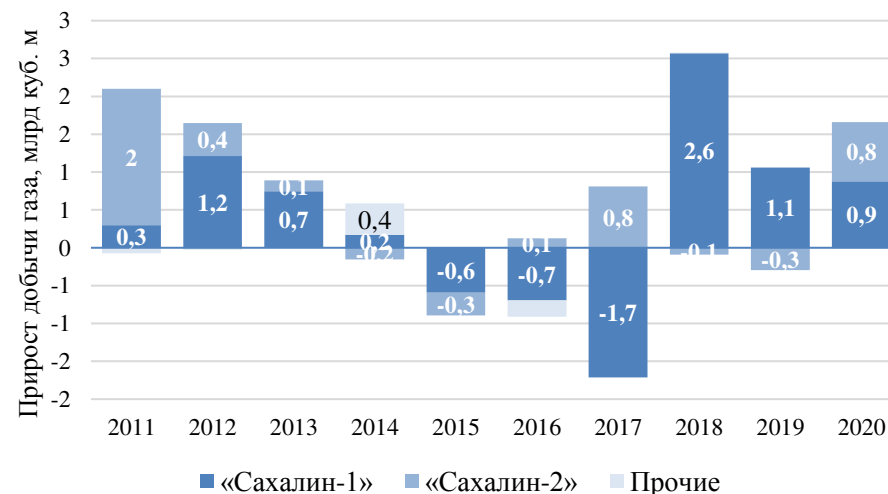


Рисунок 3.28. Структура прироста добычи газа операторами СРП



Источник: данные компаний

Нефтегазовый комплекс России – 2020
Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Газовый комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Добыча газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

4. **Переработка газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

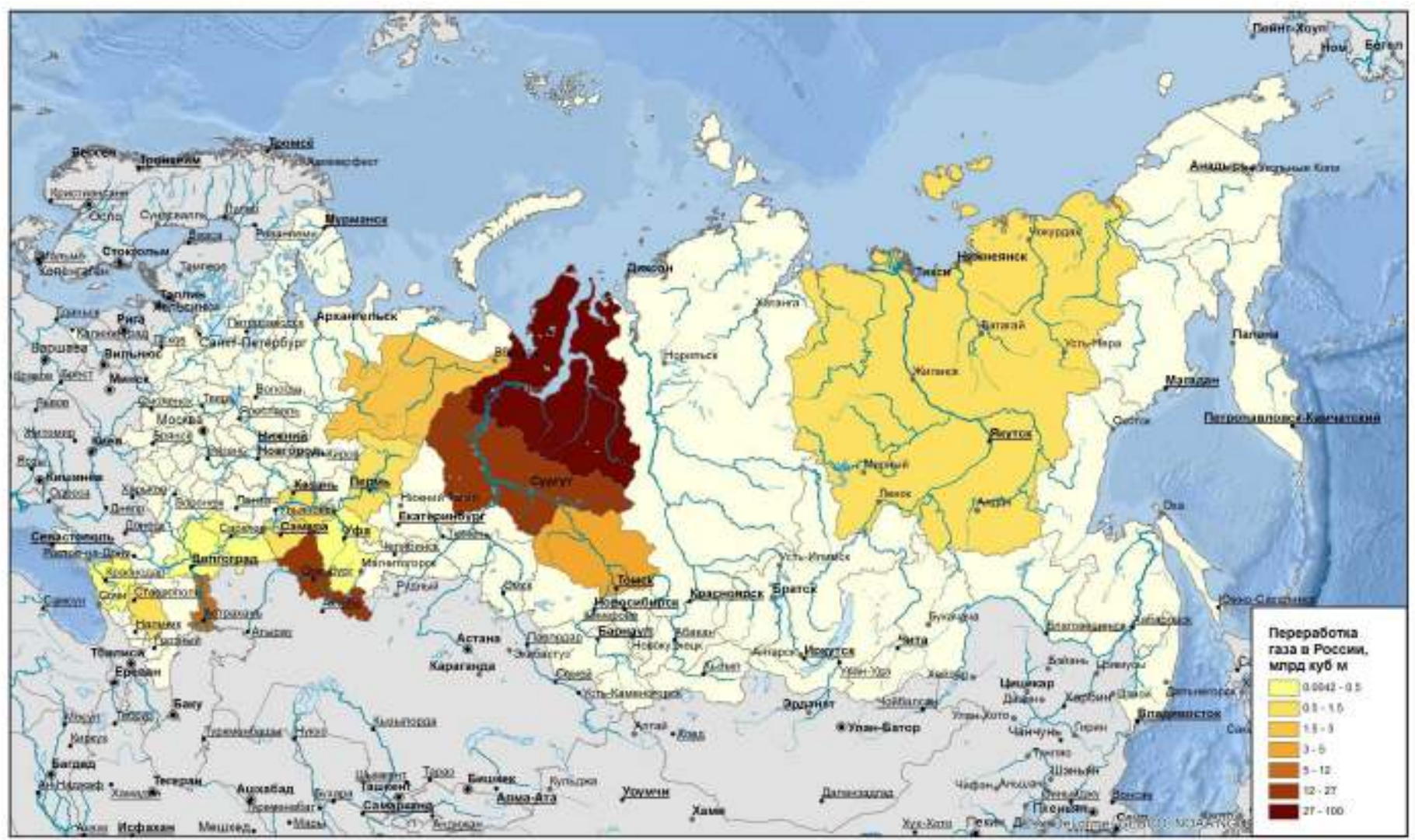
5. **Экспорт газа из России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Переработка газа в России



Источник: ИНГГ СО РАН

Общепромышленные тенденции переработки газа

Одним из ключевых направлений повышения эффективности развития газового комплекса России является развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности. Быстрый рост добычи высококонденсатного сырого («жирного») газа, содержащего кроме метана в большом количестве этановую, пропановую, бутановую фракции, на севере Западной Сибири, а в перспективе и в восточных регионах России требует развития мощностей по газопереработке и эффективной и квалифицированной утилизации и переработке всех попутных компонентов, содержащихся в добытом газе.

Под переработкой природного и попутного нефтяного газа понимается совокупность технологических процессов физического, физико-химического и химического преобразования природного газа и всех компонентов попутного нефтяного газа в продукты переработки.

Основными видами продукции ГПЗ и ГПП в Российской Федерации являются природный газ, подаваемый в газотранспортную систему, сжиженные углеводородные газы (СУГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), этановая фракция, сухой газ, сера, стабильный конденсат, продукты его переработки и др.

В настоящее время в России функционируют 15 крупных ГПЗ и ГПП с объемами переработки более 1 млрд куб. м в год, которые обеспечивают до 92 % всего объема переработки, а также значительное количество малых ГПЗ.

В 2020 г. объем переработки газа в России составил 77,8 млрд куб. м, на 3,2 млрд куб. м ниже уровня 2019 г., что связано с общим сокращением добычи газа в кризисный год.

За период с 2012 по 2019 г. объем переработки газа в России увеличился на 15 %, с 70,7 до 81 млрд куб. м, при этом с каждым годом прирост переработки газа увеличивался (рис. 4.1, 4.2).

Эта официальная статистика не учитывает объемы переработки «жирного» газа на севере Западной Сибири, где функционируют установки комплексной подготовки газа в составе промысла, которые частично берут на себя функцию первичного разделения добываемой газовой смеси. Уже после этого нестабильный и стабильный газовый конденсат перерабатывается на соответствующих предприятиях Западной Сибири.

Рисунок 4.1. Объем переработки газа в России

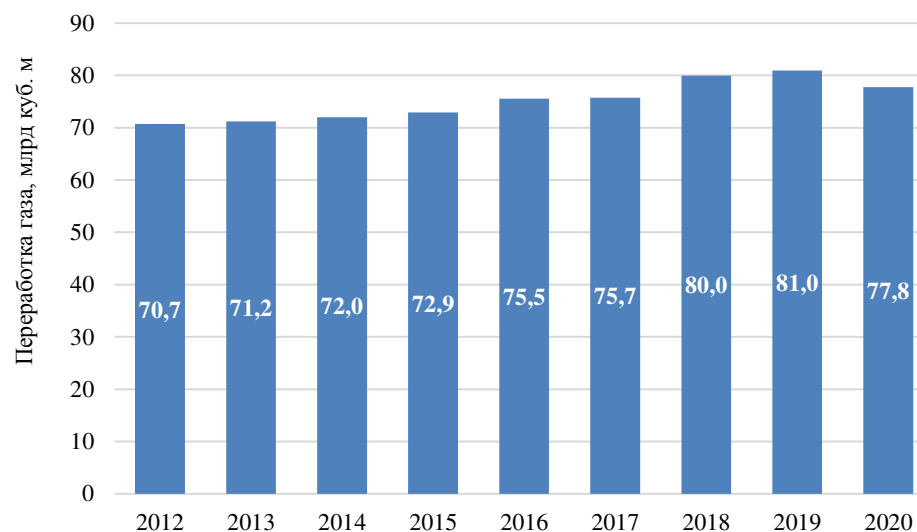
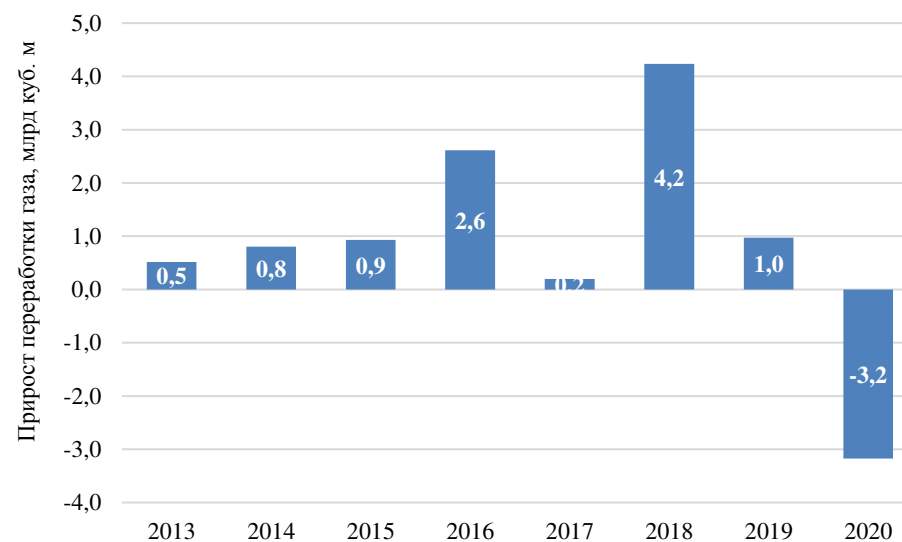


Рисунок 4.2. Прирост переработки газа в России



Источник: Минэнерго России

Переработка газа в Западной Сибири

До недавнего времени на газовых месторождениях Сибири разрабатывался преимущественно сухой газ сеноманских отложений, характеризующийся резким преобладанием в его составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким – более тяжелых углеводородов. С ростом вовлечения в разработку валанжинских и ачимовских залежей, состав и структура газа меняется, в процессе добычи газа появляются попутные компоненты – углеводородные газы (такие как этан, пропан, бутан и др.), а также конденсат, при этом добыча такого «жирного» газа составляет не менее 100 млрд куб. м в год.

Для подготовки такого газа к транспортировке необходимо выделять и перерабатывать все попутные компоненты, и для этого на территории Западной Сибири функционирует несколько предприятий, которые определяют газоперерабатывающий комплекс Сибири, объединенный конденсатопроводом «Уренгой–Сургут» протяженностью порядка 700 км.

Добытый на промысле газ поставляется на УКПГ (установку комплексной подготовки газа), которая функционирует в рамках промысла, где кроме стандартных осушки и очистки от метановой фракции отделяются все попутные компоненты. Смесь выделенных попутных компонентов направляется на Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту, на котором происходит выделение этана и его обратное закачивание в поставляемый для энергетических нужд сухой газ. Проектная производительность завода составляет 13,7 млн т газового конденсата в год. Продукцией завода является деэтанализованный газовый конденсат, направляемый для дальнейшей переработки на Сургутский завод стабилизации конденсата.

На Сургутском заводе стабилизации газового конденсата происходит выделение газового конденсата, пропан-бутановой фракции, а также производится набор продуктов газовой переработки и газохимии. Продукцией завода является стабильный газовый конденсат, дистиллят газового конденсата легкий автомобильный бензин, дизельное топливо, широкая фракция легких углеводородов, сжиженный газ, пентан-гексановая фракция, углеводородная фракция, топливо для реактивных двигателей ТС-1. Пропан-бутановая фракция поступает на «СИБУР Тобольск» (ранее «Тобольск-Нефтехим» (Тобольский нефтехимический комбинат)), где производится широкая линейка нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической продукции. Мощность «СИБУР Тобольск» по приему в переработку ШФЛУ – 6,6 млн т в год.

Проектная производительность Сургутского завода стабилизации конденсата – 8 млн т нефтегазоконденсатной смеси в год. В четвертом квартале 2014 г. введены в эксплуатацию две технологические нитки по стабилизации конденсата, что увеличило производительность завода по сырью до 12 млн т в год, при этом его мощность по первичной переработке стабильного конденсата – 4 млн т в год. В 2013 г. введена в эксплуатацию установка утилизации низконапорных сбросных газов, которая позволила нарастить выпуск сжиженных углеводородных газов.

Общепромышленные тенденции переработки газа: структура переработки

В 2020 г. газоперерабатывающие компании России переработали 40,8 млрд куб. м природного газа и 37 млрд куб. м попутного нефтяного газа, таким образом, доля ПНГ в переработке газа составила около 48 %.

За период с 2012 по 2015 г. структура переработки газа менялась незначительно, в период 2016–2018 гг. наблюдается тенденция уменьшения доли попутного нефтяного газа с 46,4 % в 2016 г. до 34,2 % в 2019 г.

Лидерами являются:

- по переработке природного газа – «Газпром» (около 71 % от переработки природного газа в РФ);
- по переработке ПНГ – «СИБУР Холдинг» (85 % от переработки ПНГ в РФ).

Рисунок 4.3. Структура переработки газа в России

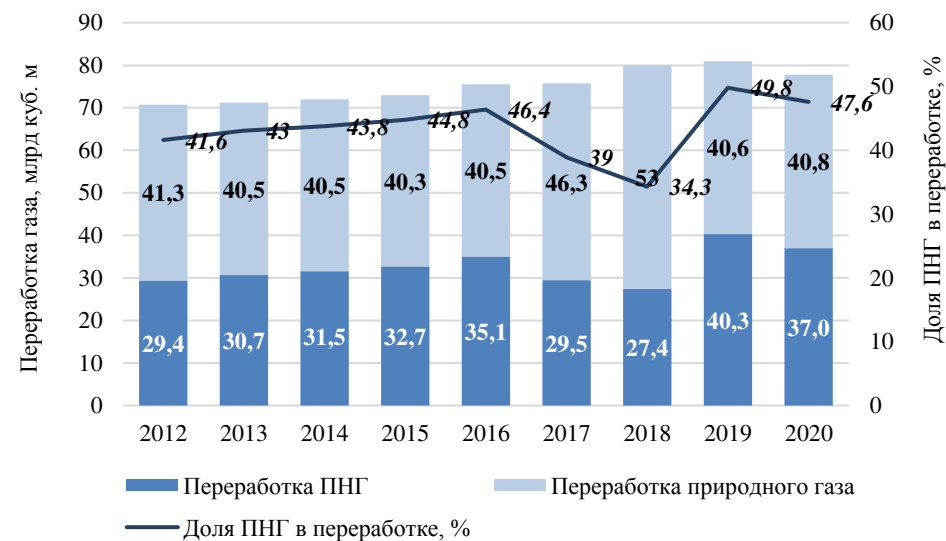
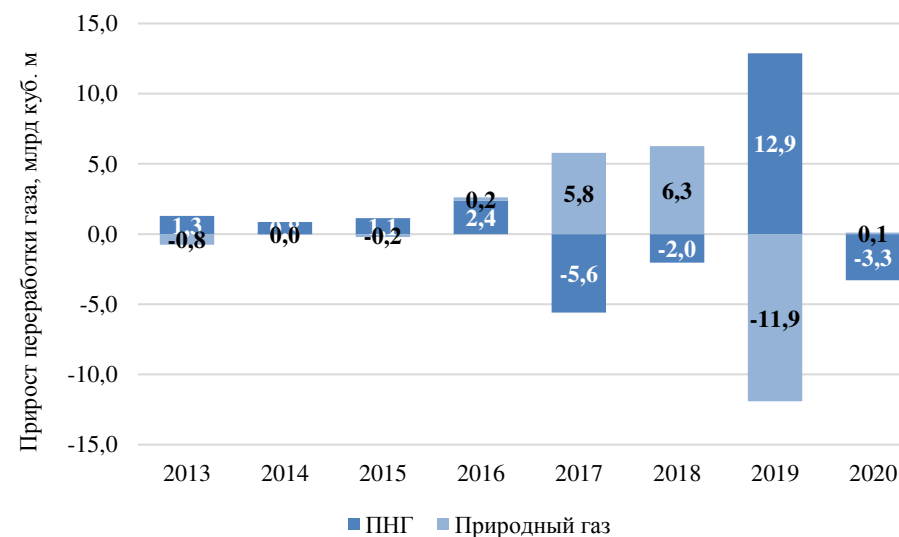


Рисунок 4.4. Структура прироста переработки газа



Источник: Минэнерго России

Региональная структура переработки газа

В региональной структуре переработки газа за 2020 г. представлены все федеральные округа России, при этом наибольшая часть переработки приходится на крупнейшие по добыче газа ФО: Приволжский (35 %) и Уральский (38 %).

В 2020 г. в Приволжском ФО было переработано около 27,2 млрд куб. м газа. Здесь расположено 12 ГПЗ и ГПП. Оренбургский ГПЗ является крупнейшим заводом в Приволжском федеральном округе, однако в последние десять лет объем переработки газа на данном ГПЗ незначительно сокращался почти каждый год с 25,8 млрд куб. м в 2012 г. до 23,3 млрд куб. м в 2020 г.

Объем переработки газа в Уральском федеральном округе в 2020 г. составил 29,8 млрд куб. м. В УФО представлено 10 газоперерабатывающих заводов, большая часть которых расположена в Ханты-Мансийском автономном округе (Сургутский УПГ, Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК и т.д.). Доля Уральского федерального округа в региональной структуре в период 2012–2017 гг. существенно не менялась, составляя в среднем 36,2 %, в 2018–2020 гг. увеличилась до 38,6 %.

Третьим крупнейшим по объему переработки газа является Южный федеральный округ (10,9 млрд куб. м, 14 %). Астраханский ГПЗ обеспечивает около 97 % объема переработки газа в ЮФО. С 2014 по 2020 г. доля Южного федерального округа в общероссийском объеме переработки незначительно колебалась вокруг среднего значения –14,5 %.

Остальные регионы занимают 13 % в структуре переработки газа: доли всех федеральных округов значительно не менялись, за исключением СФО, который с 2012 г. показывает постоянный рост в региональной структуре переработки (с 1,2 до 7,4 %) за счет роста объема переработки на «Востокгазпроме», основанном на повышении добычи газа на близлежащих месторождениях (рис. 4.5, 4.6).

Рисунок 4.5. Структура переработки газа по федеральным округам

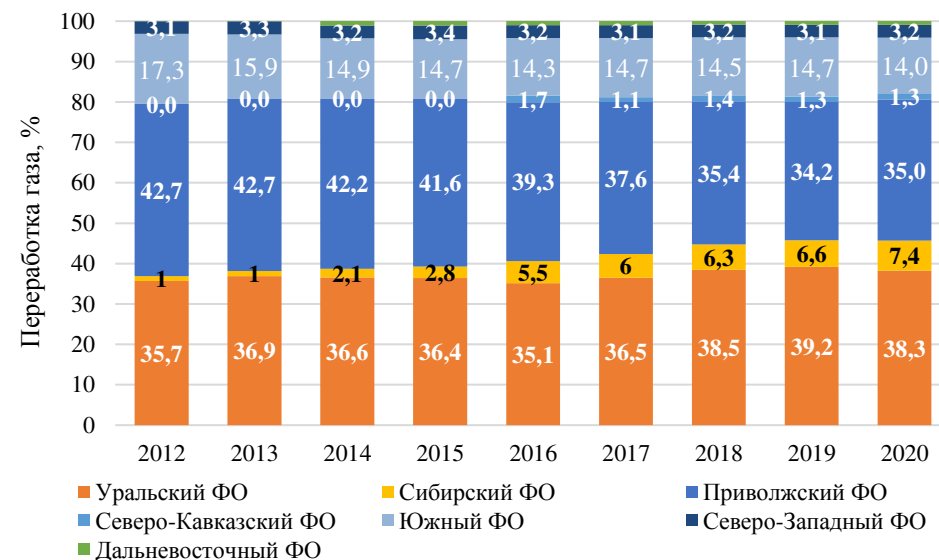
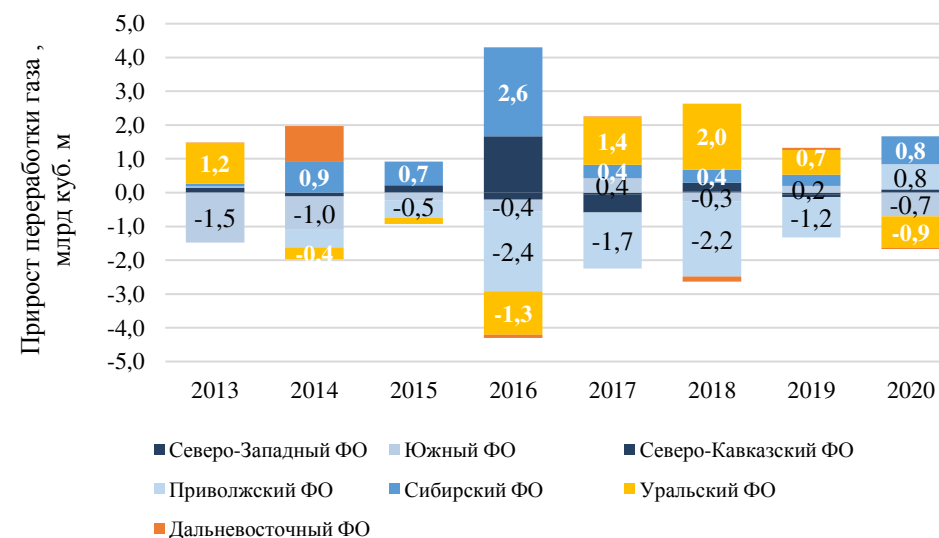


Рисунок 4.6. Динамика прироста переработки газа по федеральным округам



Источник: Минэнерго России, данные компаний

Организационная структура переработки газа

В организационной структуре переработки газа доля компании «Газпром» почти в каждый год незначительно сокращалась, с 60,6 % в 2012 г. до 54,8 % в 2020 г. Компании принадлежат крупнейшие ГПЗ России – Астраханский и Оренбургский, а также «Востокгазпром», РН-Бузулукское ГПП, Южно-Приобский ГПЗ и Сосногорский ГПЗ, которые обеспечивают в последние годы объем переработки до 45 млрд куб. м.

В 2014 г. была увеличена мощность Сургутского завода по стабилизации газового конденсата с 8 млн т до 12 млн т. в год за счет строительства двух дополнительных технологических линий. В 2015–2017 гг. проведена модернизация производственных мощностей Астраханского ГПЗ, что позволило повысить качество и увеличить объемы производимой на предприятиях продукции.

В настоящее время в стадии реализации находится ряд стратегически важных проектов по переработке углеводородов «Газпрома». На Востоке России ведется строительство Амурского ГПЗ – крупнейшего в стране и одного из самых больших в мире предприятий по переработке природного газа. На заводе будет ежегодно перерабатываться 42 млрд куб. м многокомпонентного газа Якутского и Иркутского центров газодобычи. Ввод в эксплуатацию первых двух (из шести) технологических линий состоится в 2021 г.

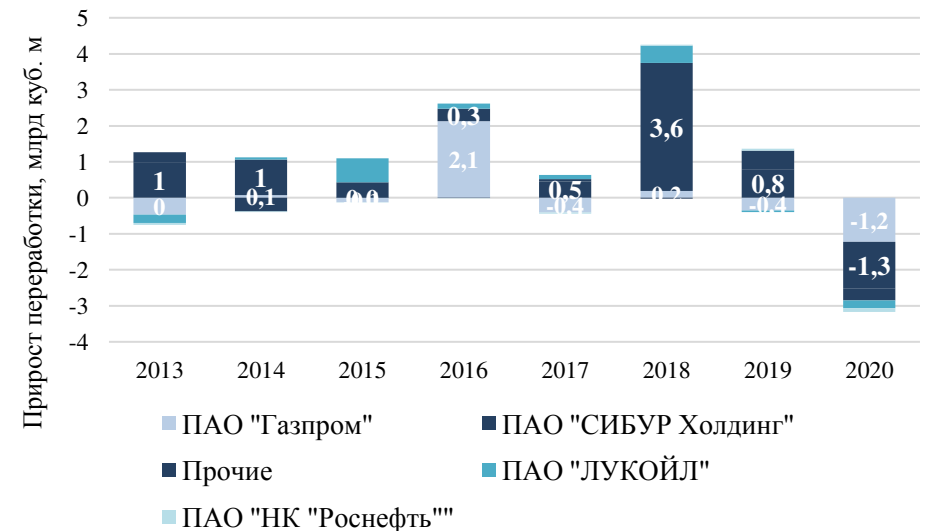
Вторая крупнейшая компания по переработке газа – «СИБУР Холдинг» (27,5 % в региональной структуре 2020 г.). Ей принадлежат Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, Южно-Балыкский ГПЗ, Муравленковский ГПЗ, Вынгапуровский ГПЗ, Южно-Приобский ГПЗ. Рост переработки «СИБУР Холдинг» в 2018-2019 гг. связан с увеличением объема поставок от нефтяных компаний и высокой загрузкой расширенных ранее газоперерабатывающих мощностей (рис. 4.7, 4.8).

На другие компании («ЛУКОЙЛ», «НК «Роснефть»», «Гатнефть», «Сургутнефтегаз», «Терминал», «Санеко», «Сахатранснефтегаз», «ОбьГазПроцессинг», «ЮграГазПроцессинг», «Русснефть») приходится около 18 % за период 2012–2020 гг., их доля в организационной структуре существенно не менялась.

Рисунок 4.7. Организационная структура переработки газа в России



Рисунок 4.8. Структура прироста переработки газа в России



Источник: Минэнерго России, данные компаний

Нефтегазовый комплекс России – 2020
Часть 2. Газовая промышленность – 2020:
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Газовый комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Добыча газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

4. **Переработка газа в России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. **Экспорт газа из России**

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Общепромышленные тенденции экспорта трубопроводного газа

В период с 2009 по 2014 г. можно отметить тенденцию на сокращение экспорта газа из России (не считая локальных пиков прироста поставок газа за рубеж в 2011 и 2013 гг.).

За этот период в Европе – основном рынке сбыта природного газа из России происходило значительное снижение использования газа, которое составило более чем 25 %. Невысокие темпы экономического роста еврозоны, значительная поддержка внедрения и расширения использования возобновляемых источников энергии, а также политизация газового сотрудничества оказывали в целом негативное влияние на поставки газа из России. Кроме того, значительное влияние в этот период оказывала межтопливная конкуренция со стороны дешевого американского угля, который стал вытесняться из ТЭБ в результате проведенной сланцевой революции в США. Определенное негативное влияние в этот период на поставки газа из России также оказало ухудшение отношений с Украиной.

С 2015 г. наблюдается определенный ренессанс в поставках газа на экспорт, в том числе в Европу. В условиях низких цен на углеводородное сырье европейские потребители, несмотря на все планы по наращиванию потребления возобновляемой энергетики, стали увеличивать потребление относительно дешевого газа, прежде всего из России. В то время как в 2016 г. впервые за последние несколько лет произошла стабилизация потребления возобновляемых источников энергии. Наиболее примечательны 2016 и 2017 гг., когда подавляющая часть возросшей потребности Европы в импорте газа была удовлетворена за счет российского газа. Значительные перспективы на экспорт газа в Европу оказывает сокращение собственной добычи газа в Европе.

В 2019–2020 гг. объем экспорта трубопроводного газа из России продолжил сокращаться, составив 205,6 млрд куб. м на конец 2020 г., сократившись на 22,3 млрд куб. м за счет падения экспорта в Западную Европу из-за значительного сокращения спроса во время ограничений пандемии COVID-19 и теплой погоды (рис. 5.1, 5.2). Также в начале года давление на поставки оказывала высокая наполненность европейских хранилищ с теплого зимнего периода 2019 г. Тем не менее 8 стран Европы, в т.ч. Нидерланды, Словакия, Турция и Греция, в 2020 г. нарастили импорт российского газа по сравнению с 2019 г.

Рисунок 5.1. Экспорт трубопроводного газа из России

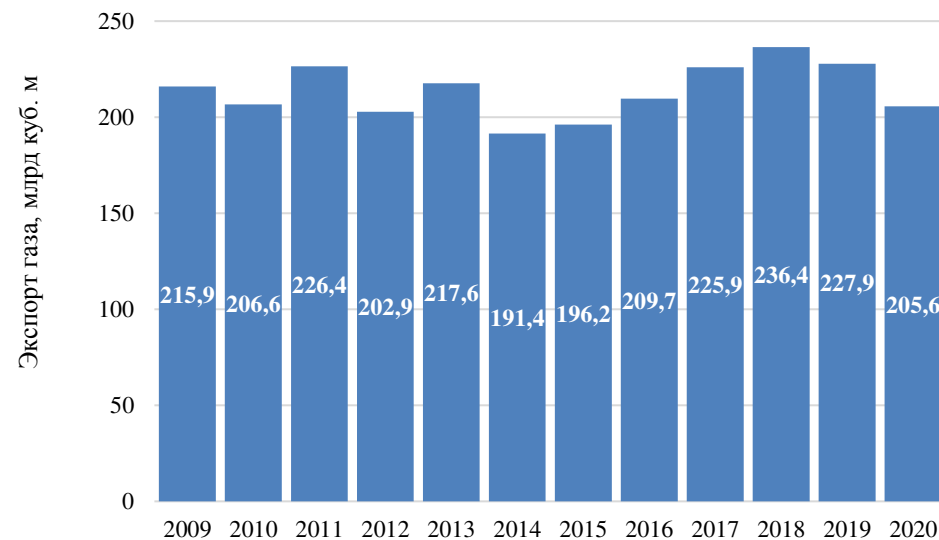
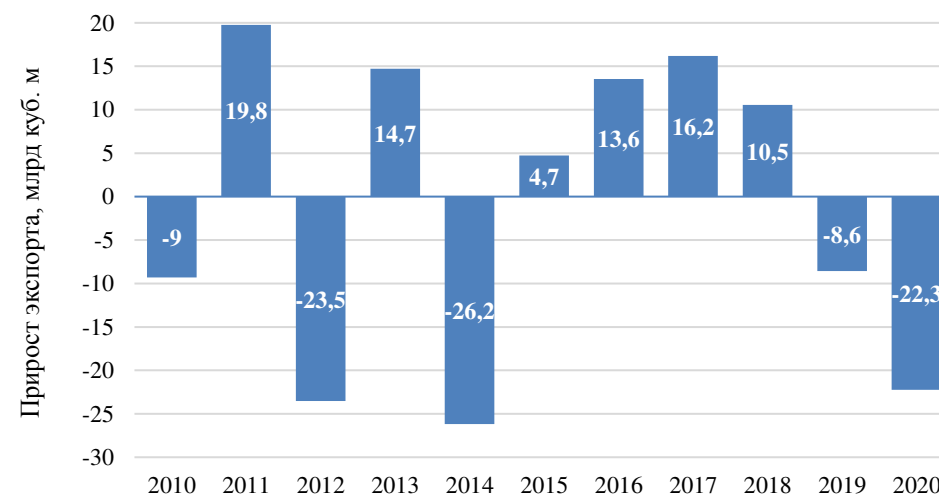


Рисунок 5.2. Прирост экспорта трубопроводного газа из России



Источник: ФТС России

Региональная структура экспорта трубопроводного газа: Ближнее и Дальнее зарубежье

Основными направлениями экспорта трубопроводного газа из России являются ближнее зарубежье (страны СНГ) и дальнее зарубежье (страны Западной и Центральной Европы, страны АТР).

В региональной структуре экспорта российского трубопроводного газа в период с 2009 постепенно увеличивалась доля дальнего зарубежья, достигнув максимального значения в 2020 г. – 85,4 %.

С 2012 по 2016 г. происходило ежегодное сокращение поставок газа из России в ближнее зарубежье, каждый год оно находилось в диапазоне 6,7–11,3 млрд куб. м. Однако в 2017–2019 гг. объем экспорта в ближнее зарубежье возрос на 5,0 млрд куб. м, достигнув уровня 36,5 млрд куб. м. В 2020 г., напротив, падение экспорта полностью нивелировало данный рост – падение на 5,8 млрд куб. м, до 30,7 млрд куб. м в год.

В 2020 г. объем экспорта из России в дальнее зарубежье также существенно сократился до уровня 2016 г. – 179 млрд куб. м. Сокращение экспорта составило 12,0 млрд куб. м, (рис. 5.3, 5.4). Важно отметить, что в 2020 г. 4,1 млрд куб. м газа было поставлено по газопроводу «Сила Сибири» в Китай (первые поставки начались в декабре 2019 г. и составили 0,33 млрд куб. м), что скорректировало снижение экспорта в дальнее зарубежье.

На рост спроса на внешние поставки газа в Европе, прежде всего из России, оказывает влияние не только фактор спроса, но и предложения. Внутреннее производство в ЕС падает из-за естественного старения газовых месторождений в Северном море и ограничения добычи на гигантском месторождении Гронинген на севере Нидерландов, вследствие чего спрос на внешние поставки увеличивается. Если до 2010 г. основное снижение производства газа в Европе происходило за счет британского сектора Северного моря, то в последние годы добыча газа значительно сократилась в Нидерландах из-за снижения добычи на месторождении Гронинген, которое планируется закрыть к 2030 г., что создаст дополнительную потребность в импортном газе до 30 млрд куб. м. Также давление на поставки трубопроводного газа в Европу оказывает конкуренция с СПГ, который поставляется Алжиром, Катаром и компанией «НОВАТЭК» из России.

Рисунок 5.3. Региональная структура экспорта трубопроводного газа

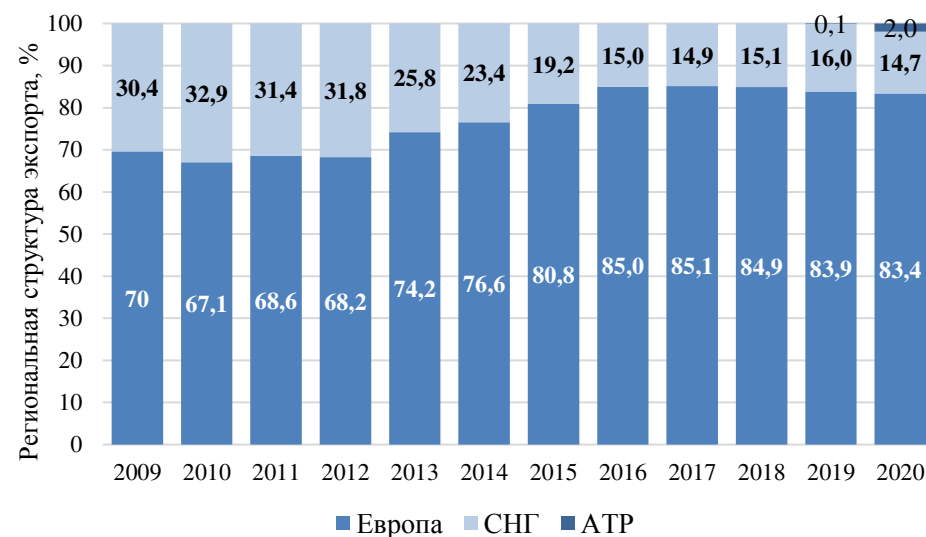
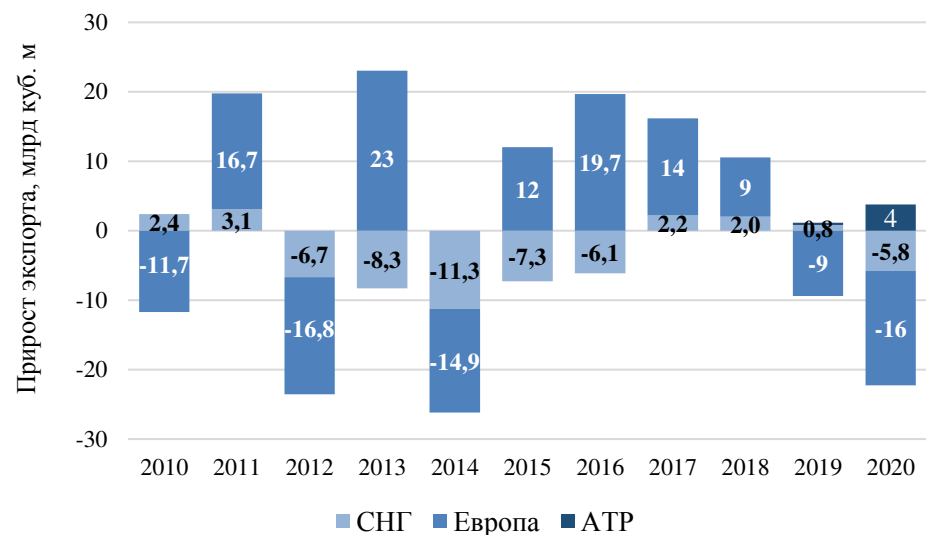


Рисунок 5.4. Структура прироста экспорта трубопроводного газа



Источник: ФТС России

Региональная структура экспорта трубопроводного газа: Западная Европа

Основным внешним рынком сбыта российского природного газа является Западная Европа. Удельный вес российского газа в потреблении стран Западной Европы составляет порядка 35 %, тогда как доля в совокупной потребности в импорте – 65 %.

С начала 2010-х годов доля поставок газа в Западную Европу в общем объеме поставок газа в Дальнее зарубежье возросла с почти 70 до 77 %, роль поставок газа в сторону Западной Европы существенно актуализируется.

До 2014 г. динамика поставок в Западную Европу имела в целом неустойчивый характер и колебалась в диапазоне 98–127 млрд куб. м, что определялось природно-климатическими, экономическими и политическими факторами. Однако с 2015 г. наметился устойчивый рост этого показателя: так, только за последние несколько лет экспорт газа в Западную Европу возрос, достигнув своего пика в 2018 г. на уровне 162,4 млрд куб. м.

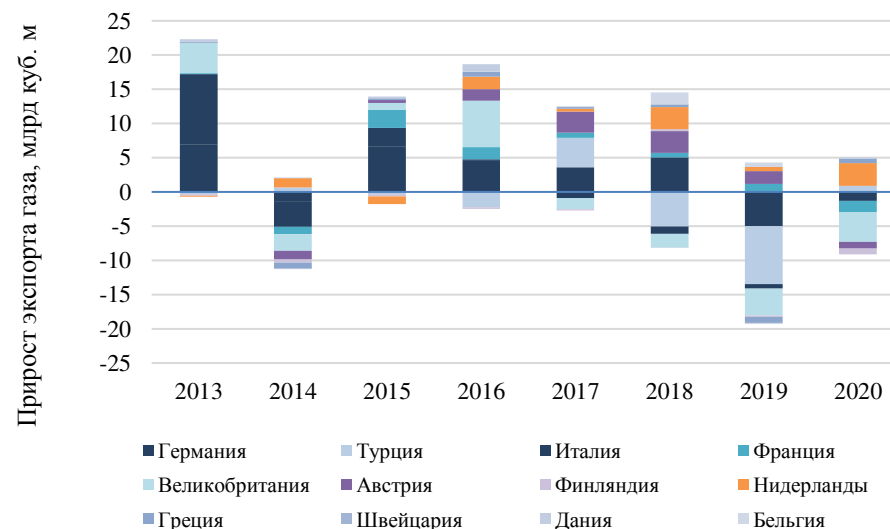
В 2020 г. компания «Газпром» по контрактам «Газпром экспорт» реализовала в Западную Европу на 11,7 млрд куб. м природного газа меньше, чем годом ранее, достигнув уровня 135,7 млрд куб. м. В основном, на сокращение поставок повлияли Германия (–7,7 млрд куб. м) и Великобритания (–4,3 млрд куб. м) из-за пандемии COVID-19, теплой зимы и роста использования ВИЭ в генерации электроэнергии.

Наибольшую долю в структуре экспорта газа по странам Западной Европы в течение всего рассматриваемого периода 2009–2020 гг. занимает Германия (29,7 % в 2009 г., 33,8 % в 2020 г.). Турция и Италия также являются крупнейшими импортерами российского газа в Западной Европе, их совокупная доля в структуре экспорта газа составляет около 27 % (рис. 5.5, 5.6).

Рисунок 5.5. Экспорт трубопроводного газа в страны Западной Европы



Рисунок 5.6. Прирост экспорта трубопроводного газа в страны Западной Европы



Источник: Минэнерго России, данные компаний



Региональная структура экспорта трубопроводного газа: Центральная Европа

«Газпром» занимает ведущее положение на газовых рынках стран Центральной Европы, что обусловлено сложившимися историческими, экономическими, географическими и политическими факторами.

В соответствии с общеевропейскими тенденциями с начала 2010-х гг. до 2014 г. наблюдался процесс сокращения потребления газа со стороны практически всех ключевых стран-потребителей газа Центральной Европы (Чехия, Венгрия, Словакия и др.). В результате доля Центральной Европы в общем объеме поставок газа в страны дальнего зарубежья сократилась почти в полтора раза, с 29 % в 2010 г. до 19 % в 2018 г., но выросла до 23 % в 2019 г. на фоне сокращения поставок в Западную Европу и вновь сократилась до 22,4 % в 2020 г. за счет Чехии и Венгрии.

С 2015 г. началось оживление поставок российского газа во все страны Центральной Европы. В результате прирост поставок за период 2016–2019 гг. составил 15,3 млрд куб. м, а в 2020 г. снизился на 4,8 млрд куб. м.

В 2020 г. «Газпром» по контрактам «Газпром экспорт» реализовал в Центральную Европу 39,1 млрд куб. м природного газа, что на 10,9 % меньше пика 2019 г. (рис. 5.7, 5.8).

В настоящее время наибольшую долю в структуре экспорта газа по странам Центральной Европы занимает Польша (25 % в общем объеме экспорта в страны Центральной Европы), Венгрия (22 %), Словакия (22 %), Чехия (13 %). За последний год Словакия нарастила импорт российского газа на 34,6 % до 8,6 млрд куб. м. и заняла 4-е место среди покупателей «Газпрома» в Европе. Через Словакию российский газ идет не только в Европу, но и виртуальным реверсом на Украину.

Рисунок 5.7. Экспорт трубопроводного газа в страны Центральной Европы

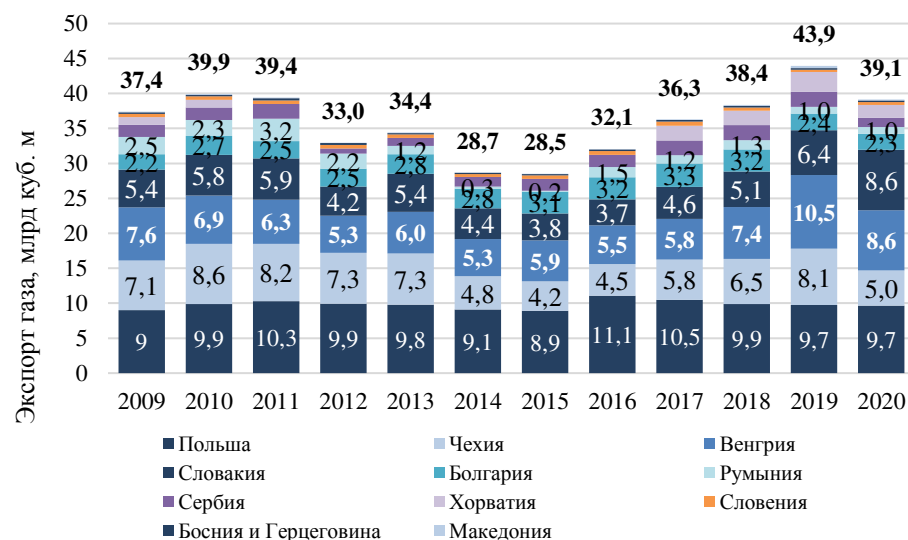
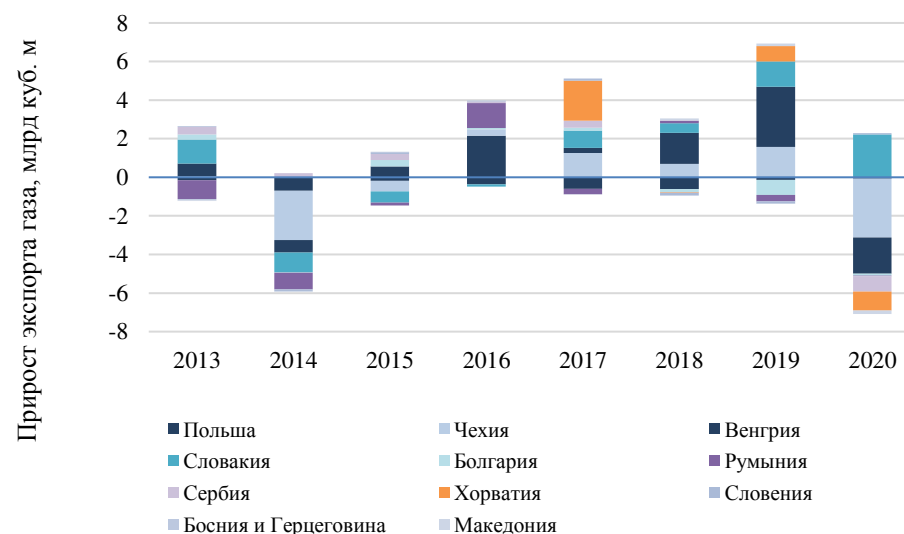


Рисунок 5.8. Прирост экспорта трубопроводного газа в страны Центральной Европы



Источник: Минэнерго России, данные компаний

Региональная структура экспорта трубопроводного газа: страны ближнего зарубежья

За период 2009–2020 гг. поставки газа в страны ближнего зарубежья сократились более чем в два раза – с 65,6 до 30,7 млрд куб. м. Основным фактором сокращения потребления российского газа в странах ближнего зарубежья является снижение поставок сырья на Украину. Если в 2011 г. в эту страну ежегодно поставлялось около 40 млрд куб. м, то по итогам 2016–2017 гг. этот показатель снизился до 2,4 млрд куб. м., а в 2020 г. поставки полностью прекратились. Кроме того, существенное сокращение поставок газа из России осуществляется со стороны Белоруссии (– 1,5 млрд куб. м.), также значительно уменьшился экспорт в Казахстан на 1,5 млрд куб. м., несмотря на рекордные объемы 2019 г. (–32 % к 2019 г.).

По итогам 2019 г. прирост экспорта газа в страны ближнего зарубежья вырос на 0,8 млрд куб. м. С 2017 г. небольшие поставки стали снова осуществляться в Киргизию, с 2019 г. прекратил поставки Азербайджан.

Несмотря на значительные сокращения экспорта по итогам 2020 г. 61 % всех поставок в страны ближнего зарубежья осуществлялись в Белоруссию. Кроме того, значительный объем газа поставляется в Казахстан (11 %), Молдову (10 %) и Армению (7 %). На прочие страны приходится около 11 % от совокупного объема экспорта газа в страны ближнего зарубежья (рис. 5.9, 5.10).

Рисунок 5.9. Экспорт трубопроводного газа в страны СНГ

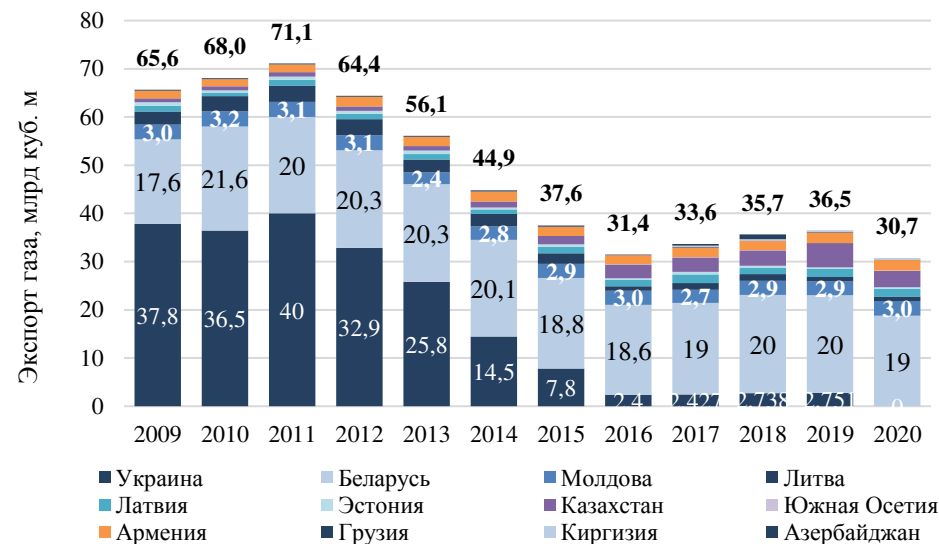
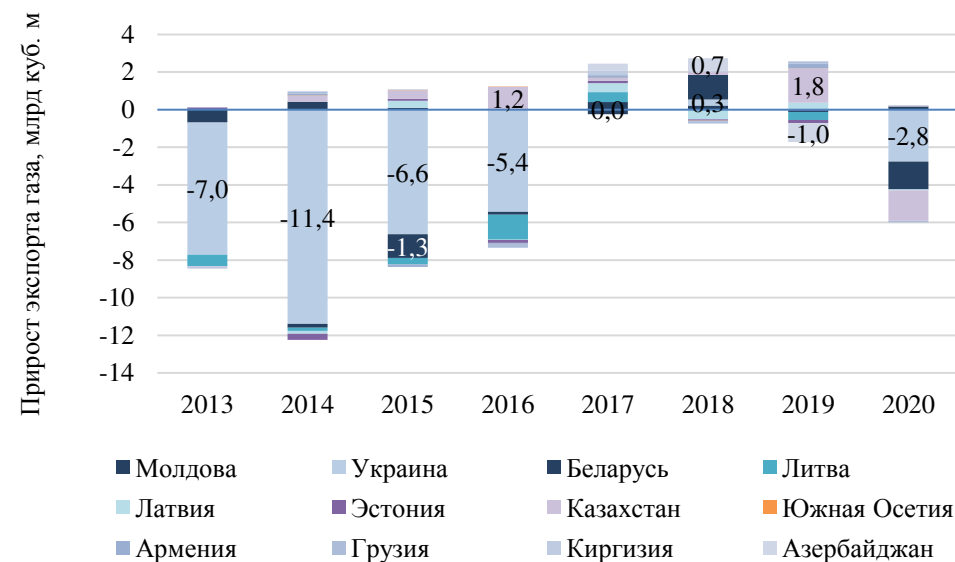


Рисунок 5.10. Прирост экспорта трубопроводного газа в страны СНГ



Источник: Минэнерго России, данные компаний

Общепромышленные тенденции экспорта сжиженного природного газа

До недавнего времени единственным действующим в РФ проектом по производству сжиженного природного газа был «Сахалин-2», где осваиваются Пильтун-Астохское и Лунское месторождения сахалинского шельфа. Акционерами Sakhalin Energy являются «Газпром» (50 %), Royal Dutch Shell (27,5 %), японские компании Mitsui (12,5 %) и Mitsubishi (10 %).

Однако к концу 2017 г. завершились подготовительные работы по запуску проекта «Ямал СПГ» (50,1 % у «НОВАТЭК», по 20 % – у французской компании Total и китайской компании CNPC, 9,9 % – у Фонда «Шелкового пути»), и в декабре 2017 г. прошла загрузка первого танкера и транспортировка до потребителя.

В апреле 2019 г. на Балтике был открыт СПГ-завод Криогаз-Высоцк. Это предприятие среднетоннажного класса с производственной мощностью около 600 тыс. т сжиженного газа в год. На 2018 г. общая проектная мощность предприятий для производства СПГ, строительство которых находится на стадии разработки проектной документации и под которые уже выделены средства, составляет около 40 млн т сжиженного газа в год.

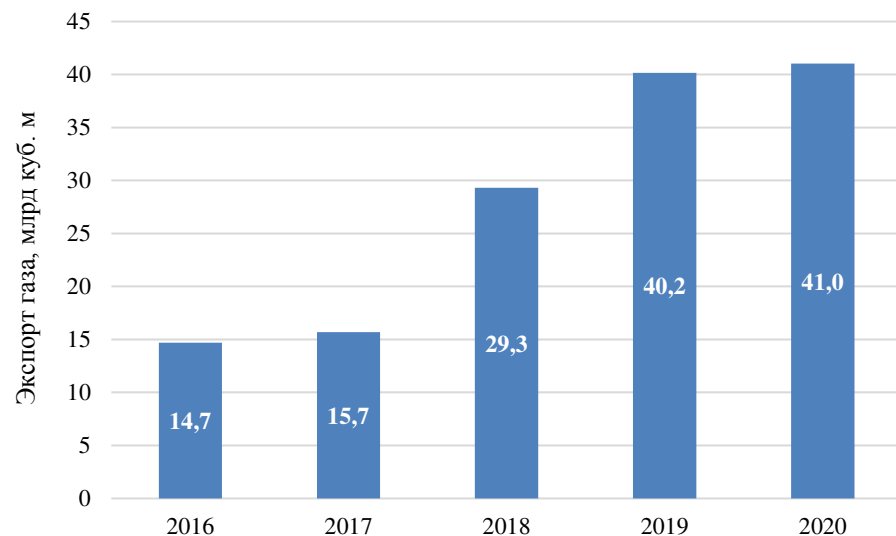
Перспективность СПГ способствует появлению и развитию новых проектов в данной сфере. В июне 2017 г. «Газпром» и Shell подписали основные условия Соглашения о совместном предприятии, определяющие принципы функционирования совместного предприятия, которое будет осуществлять работы по проектированию, привлечению финансирования, строительству и эксплуатации завода Балтийский СПГ. Запуск проекта планируется в 2020 г.

Компания «НОВАТЭК» в ближайшие 5–7 лет планирует построить три завода: Обский СПГ, Арктик СПГ-2 и Арктик СПГ-3. Обский СПГ должен быть запущен в конце 2022 г. Общая мощность трех технологических линий завода составит более 4,5 млн т сжиженного газа в год. Предприятие будет расположено недалеко от завода Ямал СПГ, чтобы иметь доступ к порту Сабетта.

Первую производственную линию Арктик СПГ-2 рассчитывают запустить в 2023 г. К 2025 г. предприятие может выйти на рекордный объем в 20 млн т СПГ в год.

В 2020 г. объем экспорта сжиженного природного газа из России составил 41,1 млрд куб. м, что на 2,5 % выше уровня 2019 г. Прирост объемов в последние годы был обеспечен за счет введения третьей очереди на заводе Ямал СПГ, на котором было произведено около 25 млрд куб. м газа в 2019–2020 гг. (рис. 5.11).

Рисунок 5.11. Экспорт сжиженного природного газа



Источник: Минэнерго России, данные компаний

Региональная структура экспорта сжиженного природного газа

Азиатско-Тихоокеанский регион, особенно страны Северо-Восточной Азии, стремительно развиваются, в связи с этим спрос на энергоресурсы в данном регионе постоянно растет. Таким образом, он является важным направлением российской экспортной газовой политики. Основными центрами экспортных поставок СПГ являются страны АТР, а именно: Китай, Тайвань, Южная Корея и Япония.

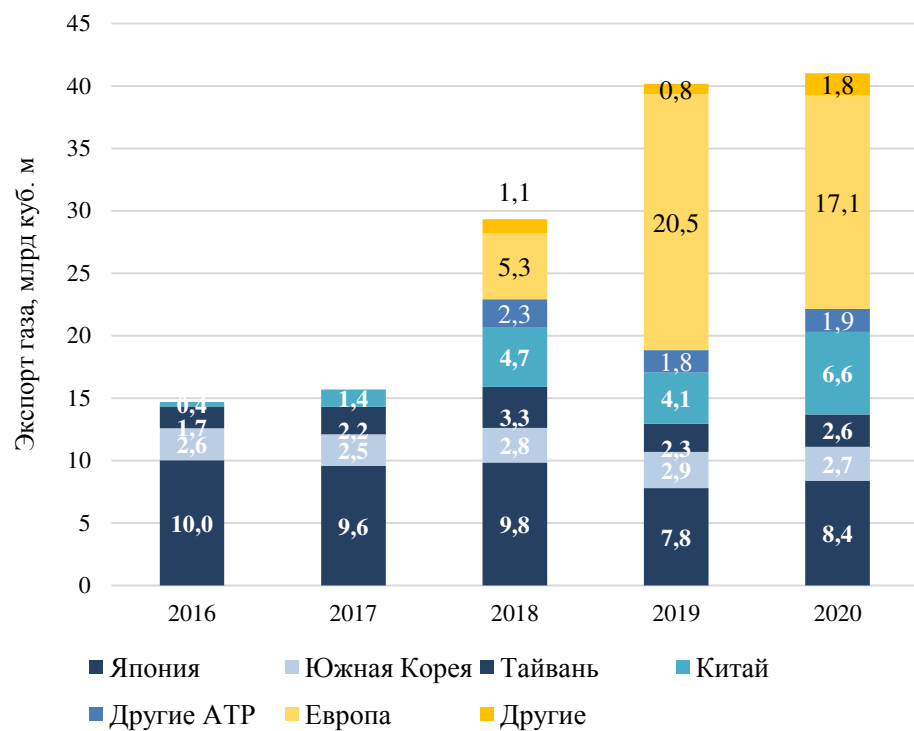
В 2020 г. в региональной структуре Япония продолжила занимать лидирующее положение среди стран АТР, объем экспорта СПГ в Японию из России составил 8,4 млрд куб. м. Вторым крупнейшим направлением экспорта российского сжиженного природного газа в АТР является Китай, который существенно нарастил объемы импортируемого сжиженного природного газа – до 6,6 млрд куб. м.

Южная Корея импортировала в 2020 г. примерно тот же объем СПГ из России, что и в 2018–2019 гг. Экспорт в Тайвань в прошлом году составил 2,6 млрд куб. м, что на 0,3 млрд куб. м выше уровня 2019 г.

В то же время страны Европы в последние два года начали активно импортировать российский СПГ (в 2020 г. 42 %, или 17,1 млрд куб. м против 5,3 млрд куб. м в 2018 г.) (рис. 5.12). Наибольший объем импорта СПГ из России среди стран Европы отмечен у Франции (4,7 млрд куб. м), Испании и Нидерландов (по 3,5 млрд куб. м). Причем отгрузку СПГ в Европу полностью осуществил «Ямал СПГ».



Рисунок 5.12. Экспорт сжиженного природного газа из России в страны АТР



Источник: Минэнерго России, данные компаний



Список литературы

1. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А. Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2020. – Т. 6, – № 174. – С. 12-20.
2. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Кожевин В.Д. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России в Атлантическом и Тихоокеанском направлениях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 12 (192). – С. 55-62.
3. Филимонова И.В., Комарова А.В., Проворная И.В., Мишенин М.В. Изменение структуры сырьевой базы нефти как фактор, определяющий доходы федерального бюджета // Горный журнал. – 2020. – № 4. – С. 30-36.
4. Филимонова И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. База данных стоимостных нормативов проведения геологоразведочных работ в России: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2021620959, заявка № 2021620743 от 22.04.2021, зарегистрировано 14.05.2021, RU
5. Филимонова И.В., Моисеев С.А., Немов В.Ю., Гордеева А.О. Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса республики Саха (Якутия) // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – Т. 2, – № 106. – С. 3-10.
6. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В. ТРИЗ как база устойчивого развития // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 15. – С. 25-40.
7. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Кожевин В.Д., Кожевина С.И. Экспорт газа из России в условиях межтопливной конкуренции и экологизации экономики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 11 (191). – С. 51-61.
8. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 13-14. – С. 9-20.
9. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Кожевина С.В. Устойчивые тенденции и факторы развития рынка нефтесервиса в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 11. – С. 4-10.
10. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Мишенин М.В. Экспорт газа из РФ: возможности и вызовы // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 16. – С. 41-52.
11. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Проворная И.В., Мишенин М.В. База данных учебного пособия "Газовая промышленность России: долгосрочные тенденции и закономерности развития": Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2020621400, заявка № 2020621196 от 10.08.2020, зарегистрировано 10.08.2020, RU
12. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Проворная И.В. Нефтяная промышленность России: региональная и организационная структура добычи, переработки и экспорт // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2020. – № 4-5 (173). – С. 53-63.
13. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Дзюба Ю.А. Перспективы сотрудничества восточносибирских регионов России и стран Азиатско-Тихоокеанского региона в сфере транспортировки нефти и газа // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2020. – № 6. – С. 37-47.
14. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В. Региональные особенности добычи и переработки нефти в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 3-10.
15. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В. Экспортная стратегия России. Структура и динамика поставок нефти и нефтепродуктов из РФ // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 18. – С. 8-17.
16. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Шумилова С.И., Кожевин В.Д., Дзюба Ю.А., Чеботарева А.В., Бурштейн Л.М., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Фомин М.А., Юркевич Ник.В., Рыжкова С.В., Фомин А.М. Нефтегазовый комплекс России - 2019: в 4 ч. Часть 1. Нефтяная промышленность - 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние. // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2020. – 90 с.
17. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Шумилова С.И., Кожевин В.Д., Чеботарева А.В., Дзюба Ю.А., Земнухова Е.А. Нефтегазовый комплекс России - 2019: в 4 ч. Часть 2. Газовая промышленность - 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние. // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2020. – 61 с.
18. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Чеботарева А.В. Восточный вектор сотрудничества России со странами Азиатско-Тихоокеанского региона в энергетической сфере // Азиатско-тихоокеанский регион: экономика, политика, право. – 2020. – Т. 22, № 1. – С. 15-29.
19. Филимонова И.В., Никитенко С.М., Немов В.Ю., Чеботарева А.В. Изменение географии добычи нефти в России до 2040 года // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – № 4 (108). – С. 12-17.



20. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Дзюба Ю.А. Российская нефтепереработка на современном этапе развития // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 17. – С. 8-20.
21. Филимонова И.В., Эдер И.В., Проворная И.В., Черепанова Д.М. Влияние нефтегазовой отрасли на экономику добывающих стран // Вестник СПбГУ. Экономика. – 2020. – Т. 36. – № 4. – С. 693-718.
22. Чеботарева А.В. Анализ структуры капитала нефтегазовых компаний России // Материалы 58-й Международной научной студенческой конференции МНСК-2020: Экономика (г. Новосибирск, 10–13 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 137-138.
23. Филимонова И.В. Оценка влияния структурных сдвигов в области недропользования на эффективность нефтегазового комплекса России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 939-947.
24. Филимонова И.В., Комарова А.В. Инструменты государственного налогового регулирования недропользования, направленные на повышение эффективности работы нефтегазового комплекса России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 948-956.
25. Филимонова И.В., Комарова А.В., Казаненков В.А., Немов В.Ю. Особая роль Арктики. Развитие Арктических регионов России с учетом влияния нефтегазового комплекса // Нефтегазовая вертикаль. – 2021. – № 3-4 (482). – С. 21-32.
26. Чеботарева А.В., Филимонова И.В. Анализ структуры капитала компаний нефтегазового сектора России и мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 957-968.
27. Алексеев А.В., Балдакова Е.Г., Баранов А.О., Гильмундинов В.М., Дементьев Н.П., Казанцев К.Ю., Казанцев С.В., Казанцева Л.К., Коллюжнов Д.В., Комарова А.В., Кузнецова Н.Н., Музыка Е.И., Павлов В.Н., Рыженков А.В., Слепенкова Ю.М., Тагаева Т.О., Тесля П.Н., Филимонова И.В., Фомин Д.А., Шумилова С.И. Инвестиционный процесс и структурная трансформация российской экономики // ИЭОПП СО РАН – Новосибирск – 2020. – 402 с.
28. Гладков Е.А., Шарф И.В., Карпова Е.Г., Пулькина Н.Э., Филимонова И.В., Гладкова Е.Е. Перспективы нефтеносности залежей углеводородов в баженовской и марьяновской свитах юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Бурение и нефть. – 2020. – № 7-8. – С. 56-59.
29. Грачев С.Л., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Стратегия управления социальной инфраструктурой ООО "Газпром добыча Надым" // Газовая промышленность. – 2020. – № 5 (800). – С. 108-116.
30. Земнухова Е.А. Проблемы и перспективы формирования минерально-сырьевых центров в Арктической зоне России // Экономика и предпринимательство. – 2021. – № 3 (128). – С. 443-448.
31. Земнухова Е.А., Мишенин М.В. Транспортная обеспеченность нефтегазового комплекса регионов Восточной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 795-804.
32. Казаненков В.А., Немов В.Ю. Обоснование перспективных направлений развития минерально-сырьевой базы углеводородов Арктики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 805-815.
33. Калгашкина Т.Д., Проворная И.В. Экономическая оценка накопленного экологического ущерба в пределах территории Комсомольской золотоизвлекательной фабрики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 816-827.
34. Немов В.Ю. Классификация этапов развития структуры топливно-энергетического баланса с учетом фактора экологизации экономики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной



научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 862-872.

35. Немов В.Ю. Особенности социально-экономического развития арктических регионов России с учетом роли нефтегазового комплекса // Экономика XXI века: Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 65-летию Сибирского университета потребительской кооперации (СибУПК)(г. Новосибирск, 23 октября 2020 г.). – 2020. – С. 206-212.

36. Ниязбекова Д.Б., Комарова А.В. Определение ставки дисконтирования для компаний нефтегазового комплекса // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 873-882.

37. Новиков А.Ю., Комарова А.В. Подходы к выявлению ресурсного проклятия // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 883-890.

38. Ожогова Л.М., Немов В.Ю. Исследование влияния эколого-энергетических факторов на экономический рост стран // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 891-899.

39. Проворная И.В. Развитие направлений транспортировки нефти газа по регионам мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 900-912.

40. Проворная И.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Закономерности развития нефтегазовых ресурсных регионов России с учетом транспортной обеспеченности // Экологический вестник России. – 2020. – № 1. – С. 16-21.

41. Проворная И.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Закономерности развития нефтегазовых ресурсных регионов России с учетом

транспортной обеспеченности (окончание) // Экологический вестник России. – 2020. – № 2. – С. 20-24.

42. Торощина А.В., Проворная И.В. Влияние бюджетной системы на экономический рост добывающих регионов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 928-938.

43. Черепанова Д.М., Филимонова И.В. Сравнительный анализ влияния нефтегазового комплекса на экономический рост в макрорегионах мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 969-977.

44. Чукарева С.Б., Комарова А.В. Анализ применения налоговых льгот по НДС на нефтяных месторождениях Восточной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 978-987.

45. Шумилова С.И., Мочалов Р.А. Технологическое развитие нефтегазового комплекса в интересах обеспечения диверсификации и модернизации экономики России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20–24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 988-997.

46. Filimonova I., Komarova A., Chebotareva A. Factor analysis of economic efficiency of the oil and gas industry in Russia // E3S Web of Conferences. Topical Problems of Green Architecture, Civil and Environmental Engineering, TPACSEE 2019 (20–22 November 2019). – 2020. – Vol. 164.

47. Filimonova I., Komarova A., Mishenin M. Impact of the global green factor on the capitalization of oil companies in Russia // Oeconomia Copernicana. – 2020. – Vol. 11. – N. 2. – P. 309-324.

48. Filimonova I., Komarova A., Nemov V., Provornaya I. Sustainable development of Russian energy sector: Hydrocarbons of Eastern Siberia // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying, Geology and

Mining, Ecology and Management (SGEM 2020) (16th to 25th August 2020, Albena, Bulgaria): Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2020-August. – N. 1.2. – P. 777-783.

49. Filimonova I., Komarova A., Nemov V., Provornaya I., Dzyuba Y. State-private partnership-the growth factor of gasification of Russian region // E3S Web of Conferences. Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21 (Irkutsk, Russia, 7–11 September, 2020). – 2020. – Vol. 209.

50. Filimonova I., Provornaya I., Kozhevnikov V. Identification of factors affecting renewable energy consumption by country groups [Электронный ресурс] // E3S Web of Conferences. Key Trends in Transportation Innovation (KTTI-2019) (Khabarovsk, Russia, October 24-26, 2019). – 2020. – Vol. 157.

51. Filimonova I.V., Cherepanova D.M., Provornaya I.V., Kozhevnikov V.D., Nemov V.Y. The dependence of sustainable economic growth on the complex of factors in hydrocarbons-exporting countries // Energy Reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 68-73.

52. Filimonova I.V., Kozhevnikov V.D., Nemov V.Y., Komarova A.V., Mishenin M.V. Supply as a factor in the destabilization of the oil market // Energy Reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 74-79.

53. Filimonova I.V., Nemov V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the Mutual Influence of Foreign Investment and the Development of the Oil and Gas Complex of Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference "EarthScience" (Russky Island, Russian Federation, 10-12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N. 6.

54. Filimonova I.V., Nikitenko S.M., Provornaya I.V., Dzyuba Y. Forecast of regional structure of oil production in Russia // Eurasian Mining. – 2020. – Vol. 2020. – N. 1. – P. 25-30.

55. Filimonova I.V., Provornaya I.V., Komarova A.V., Zemnukhova E.A., Mishenin M.V. Influence of economic factors on the environment in countries with different levels of development // Energy Reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 27-31.

56. Filimonova Irina, Nemov Vasily, Provornaya Irina, Zemnukhova Catherine Tax Preferences of Resource Regions and the Risk to the Federal Budget // Abstracts of The Second Eurasian RISK-2020 Conference and Symposium. (12–19 April 2020; Georgian Technical University, Tbilisi, Georgia). – 2020. – P. 36-37.

57. Kavkaeva O., Filimonova I., Goosen E., Pakhomova E., Nikitenko S. Influence of the world innovation project "Industry 4.0" on the development of the Russian energy sector [Электронный ресурс] // SWS Journal of Earth and Planetary Sciences. – 2020. – Vol. 2. – N 1. – P. 44-54.

58. Komarova A., Filimonova I., Nemov V., Provornaya I. Integrated indicators of companies' efficiency in petroleum industry // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying, Geology and Mining, Ecology and Management (SGEM 2020) (18th to 24th August 2020, Albena, Bulgaria): Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2020-August. – N. 5.2. – P. 309-316.

59. Nemov V., Filimonova I., Mishenin M., Zemnukhova E. Contribution assessment of a technological factor to reducing CO2 emissions in Russia // E3S Web of Conferences. Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21 (Irkutsk, Russia, 7–11 September, 2020). – 2020. – Vol. 209.

60. Nemov V.Y., Filimonova I.V., Komarova A.V. Assessment of the Mutual Influence of Energy Intensity of the Economy and Pollutant Emissions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference "EarthScience" (Russky Island, Russian Federation, 10–12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N. 6.

61. Nemov Vasily, Filimonova Irina, Komarova Anna, Mishenin Mikhail Factor Analysis of Environmental Risk Amid Rising Energy Consumption // Abstracts of The Second Eurasian RISK-2020 Conference and Symposium. (12–19 April 2020; Georgian Technical University, Tbilisi, Georgia). – 2020. – P. 38-39.

62. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.Y., Zemnukhova E.A. Formation of energy policy in Europe, taking into account trends in the global market // Energy Reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 599-603.

63. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Nemov V.Y., Komarova A.V., Dzyuba Y.A. Features of the petroleum products pricing in Russia, in the USA, and Saudi Arabia // Energy Reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 514-522.

64. Provornaya I.V., Yurkevich N.V., Dzuba Y.A. Mine Tailings: Environmental Damage and Resource Potential // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Science and Technology Conference on Earth Science, ISTCEarthScience (10-12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N 2.



Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН

Центр «Экономики недропользования нефти и газа» был создан после реструктуризации лаборатории «Ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса», которая в свою очередь была выделена из структурного подразделения «Теоретические основы нафтидогенеза», бессменным руководителем которого является академик А.Э. Конторович.

Основные виды деятельности Центра:

- отраслевые исследования и прогнозы;
- корпоративные стратегии;
- взаимодействие с органами государственной власти;
- консультирование и консалтинг;
- подготовка кадров.

Ключевые направления деятельности:

- воспроизводство сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России;
- развитие нефтяной и газовой промышленности России: добыча, переработка, потребление, экспорт углеводородов;
- геолого-экономическая оценка запасов и ресурсов углеводородов;
- инвестиционная оценка реализации крупных проектов в области поисков, разведки, добычи, переработки и транспорта нефти, газа и продукции их переработки;
- вопросы устойчивого развития ресурсных регионов России;
- прогноз развития мировых нефтегазовых и энергетических рынков;
- оценка эффективности работы и развития нефтегазовых компаний России и мира;
- стратегические вопросы развития топливно-энергетического комплекса России.
- исследование проблемы эффективного недропользования и комплексного освоения недр.

Коллектив Центра составляют доктора и кандидаты наук, профессиональные научно-производственные интересы и специализация которых позволяют решать весь комплекс рассматриваемых вопросов.

В рамках научно-практической деятельности реализуются программные комплексы в области геолого-экономической и инвестиционной оценки (IPGG Estimator), прогнозирования российского и мирового нефтегазового комплекса (IPGG Forecast).

Коллектив Центра активно участвует в разработке федеральных, отраслевых и региональных программ, в том числе «Энергетическая стратегия до 2030 г.», «Энергетическая стратегия до 2020 г.», «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 г.», «Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025 г.» и др.

За последние пять лет сотрудниками Центра опубликовано около 200 научно-исследовательских статей в ведущих общеэкономических и отраслевых изданиях в России и за рубежом. Члены Центра входят в состав редакционных коллегий таких журналов, как «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», «Бурение и нефть», «Экологический вестник» и др.

Центр принимает активное участие в проектах ИНГГ СО РАН совместно с лабораториями, занимающимися изучением геологического строения и оценкой сырьевой базы Западной и Восточной Сибири, шельфа арктических и дальневосточных морей и др.

Центр как в составе проектов ИНГГ СО РАН, так и самостоятельно активно сотрудничает с ведущими нефтегазовыми компаниями России, такими как «Газпром», «Роснефть», «Транснефть», «Газпром нефть» и др.

Сотрудники Центра активно вовлечены в педагогическую деятельность и занимают ведущие позиции на экономическом факультете Новосибирского государственного университета. Одним из основных направлений преподавания является международная магистерская программа «Oil and Gas Management».

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) создан как Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук постановлением Президиума Российской академии наук от 22 ноября 2005 г. № 272 в порядке реорганизации путем слияния Института геологии нефти и газа Сибирского отделения РАН, Института геофизики Сибирского отделения РАН и Конструкторско-технологического института геофизического и экологического приборостроения Сибирского отделения РАН с прекращением деятельности последних как юридических лиц и передачей их прав и обязанностей.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук переименован в Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН (в дальнейшем Институт) в соответствии с постановлением Президиума Российской академии наук от 18 декабря 2007 г. № 274. Постановлением Президиума РАН от 13 декабря 2011 г. № 262 изменен тип и наименование Института с Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН на Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук. Институт зарегистрирован и внесен в Единый государственный реестр юридических лиц 29 декабря 2011 г. МИФНС России, № 16 по Новосибирской области, основной государственный регистрационный номер 1065473056670.

Институт осуществляет деятельность в соответствии с Уставом, утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 28 мая 2008 г., № 97, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле РАН (постановление от 22 мая 2008 г., № 13000/6-62.19) и Президиумом Учреждения Российской академии наук СО РАН (постановление от 19 мая 2008 г., № 342), Изменением в Устав, утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 27 мая 2009 г., № 426, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле РАН (постановление от 2 июня 2009 г., № 13000/5-52) и Президиумом Учреждения Российской академии наук СО РАН (постановление от 15 мая 2009 г., № 150), Изменением и дополнением в Устав Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 14 декабря 2011 г., № 491, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле Российской академии наук (постановление от 14 декабря 2011 г., № 13000/11-122.4.2).

По состоянию на 31.12.2016 г. в 39 научно-исследовательских лабораториях и подразделениях Института, в том числе в Западно-Сибирском, Томском и Ямало-Ненецком филиалах работает 860 сотрудников (основные сотрудники – 714 человек, внешние совместители – 146 человек), в том числе 338 научных работников, из которых 39 – внешние совместители. В Институте трудятся 5 действительных членов РАН (2 – по совместительству), 8 членов-корреспондентов РАН (1 – по совместительству), 77 докторов наук (60 – основные работники) и 169 кандидатов наук (154 – основные работники). В Институте работают действительные члены РАН А.Э. Конторович, М.И. Эпов, В.А. Верниковский, Н.Л. Добрецов, О.М. Ермилов, члены-корреспонденты РАН Г.И. Грицко, В.А. Каширцев, В.А. Конторович, И.Ю. Кулаков, А.Р. Курчиков, И.И. Нестеров, Б.Н. Шурыгин. В 2016 г. были избраны члены академии РАН: академиком РАН В.А. Верниковский, академиком РАН О.М. Ермилов, членом-корреспондентом РАН И.Ю. Кулаков. Основы научных направлений Института были заложены академиками А.А. Трофимуком и Н.Н. Пузыревым.



Магистерская программа “Oil and Gas Management” Экономического факультета

Новосибирского государственного университета

Быстрое развитие технологий разработки традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов повышает интерес к эффективному управлению ископаемыми энергетическими ресурсами в странах, в которых ведется добыча нефти и газа, в первую очередь в России, а также в странах Латинской Америки, Африки, Азиатско-Тихоокеанского региона, Ближнего Востока и СНГ.

Отвечая потребностям и запросам топливно-энергетического комплекса РФ и стран мира в области подготовки кадров высшей квалификации, а также в рамках Федерального проекта 5-100, на Экономическом факультете НГУ в 2013 г. была создана англоязычная магистерская программа «Oil and Gas Management».

Целью Программы «Oil and Gas Management» является подготовка высококвалифицированных экономистов, менеджеров, аналитиков и специалистов, принимающих решения в нефтегазовой отрасли. Учебный план Программы «Oil and Gas Management» составлен в соответствии с федеральным образовательным стандартом для магистратуры 38.04.02 «Менеджмент». В рамках учебного плана студенты изучают дисциплины, посвященные особенностям функционирования нефтегазовых компаний, нефтегазовой отрасли в целом, энергетических рынков, способам и методам принятия управленческих решений в топливно-энергетическом секторе. Предусмотрены научно-производственные практики, в рамках которых студенты посещают нефтегазовые месторождения и знакомятся с основными технологическими процессами отрасли. Обучение ведется на английском языке.

Студенты Программы активно вовлечены в научно-исследовательскую деятельность, в процессе обучения предполагается написание магистерской диссертации на актуальную тему управления в нефтегазовой отрасли, а также выступления на конференциях и участие в публикации монографий и статей.



Информационные партнеры

Читайте журнал

Нефть россии

По вопросам сотрудничества
обращайтесь по телефонам:
+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru; asoldatov@neftrossii.ru
web-site: www.neftrossii.ru

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

Бурение & Нефть

В КАЖДОМ НОМЕРЕ

- новые научные разработки и технологии
- проблемы отраслевой науки и инвестирования
- стратегия развития отрасли
- отечественный опыт
- вести отраслевых предприятий
- правовые вопросы

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ЖУРНАЛА

- органы власти
- нефтяные и газовые компании
- нефтегазодобывающие управления
- управления буровых работ
- российские и зарубежные выставки и конференции
- производители нефтегазового оборудования
- учебные и научные организации

АДРЕС РЕДАКЦИИ:
115201, Москва, Каширский пр-д, 21,
офис: 32, 42
Тел/факс: +7 (499) 613-93-17
Тел: +7 (495) 979-13-33
Моб.: +7 (495) 971-65-84
E-mail: well@doi.ru
[Http://www.burneft.ru](http://www.burneft.ru)

ВЫ МОЖЕТЕ ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ ЧЕРЕЗ АГЕНТСТВО «РОСПЕЧАТЬ»
79931, каталог «Газеты, журналы»
Агентство «Роспечать»
58880, каталог «Издания органов научно-технической информации»
Агентство «Роспечать»
29003, объединенный каталог «Пресса России», том 1 «Российские зарубежные газеты и журналы»

В РЕДАКЦИИ
стоимость подписки:
на год — 9840 руб.
на 6 месяцев — 4920 руб.
за 1 экземпляр — 820 руб.

ЭЛЕКТРОННЫЕ ВЕРСИИ
12 месяцев — 7560 руб.
6 месяцев — 3780 руб.
1 месяц — 630 руб.

РЕКВИЗИТЫ РУБЛЕВОГО СЧЕТА
ООО «БУРНЕФТЬ»
ИНН/КПП 7725177030/772401001
р/с 40702810436250104257 Московский
банк Сбербанка России ОАО г.Москва
к/с 30101810400000000225 БИК 044525225
Сбербанк России (ОАО) г.Москва ОКВЭД
22.13.22.15.22.25



ЭКОНОМИКА

Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика» (StPetersburg University Journal of Economic Studies, SUJES) – ежеквартальный рецензируемый международный научно-теоретический журнал, специализирующийся на публикации результатов фундаментальных и прикладных исследований, посвященных оценке, сравнительному анализу тенденций и перспектив экономического развития стран с формирующимися рынками в контексте общемировых трендов.

Журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика» двуязычный, принимает к публикации на безвозмездной основе материалы на русском или английском языках.

Журнал включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Министерства образования и науки РФ для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук по экономике.

Журнал размещен на ресурсах: EBSCO, Ulrich's Periodicals Directory, eLIBRARY.ru, EastView, КиберЛенинка, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Emerging Sources Citation Index (Web of Science Core Collection).

Главный редактор: Ковалёв Валерий Викторович

Соредактор: Прохоров Артём Борисович

Ответственный секретарь: Козьминых Ольга Валерьевна

E-mail: economics.vestnik@spbu.ru



Научно-аналитическое издание

Филимонова Ирина Викторовна, **Немов** Василий Юрьевич, **Проворная** Ирина Викторовна,
Мишенин Михаил Владимирович, **Комарова** Анна Владимировна, **Кожевина** Светлана Игоревна,
Кожевин Владислав Дмитриевич, **Земнухова** Екатерина Андреевна, **Дочкина** Дарья Дмитриевна

Нефтегазовый комплекс России – 2020

Часть 2. Газовая промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние

Контактная информация:

630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, д. 3, офис 412

тел: +7 (383) 333 28 14

e-mail: EnergyReport@ipgg.sbras.ru

web: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/institute/structure/petroleum/economics-subsoil>