

УДК 338
ББК 65 (2Р5)
Н 76

DOI 10.36264/978-5-89665-377-6-2023-013-528

Рецензенты:

академик РАН Эпов М.И.,
академик РАН Бакланов П.Я.,
д.э.н. Пляскина Н.И.

Н 76 **Новый импульс Азиатской России: источники и средства развития.** В 2-х томах. Т. 2 / под ред. В.А. Крюкова и Н.И. Суслова. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2023. – 528 с.

ISBN 978-5-89665-377-6

В монографии представлены детальные результаты работ ИЭОПП СО РАН по базовым проектам плана НИР ИЭОПП СО РАН: № 121040100280-1, № 121040100284-9, № 121040100278-8, № 121040100262-7. Одновременно работа рассматривается как второе издание и развитие другой «Новый импульс Азиатской России», опубликованной в 2022 г. при поддержке крупного научного проекта по приоритетным направлениям научно-технологического развития: «Социально-экономическое развитие Азиатской России на основе синергии транспортной доступности, системных знаний о природно-ресурсном потенциале, расширяющегося пространства межрегиональных взаимодействий». Содержание данной монографии представляет интерес для широкого круга исследователей в области экономики, магистрантов и аспирантов, работников органов власти и управления, чья деятельность связана с принятием решений в области политики развития федерального и регионального уровней.

УДК 338
ББК 65 (2Р5)

ISBN 978-5-89665-377-6

© ИЭОПП СО РАН, 2023
© Коллектив авторов, 2023

Часть III

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ АЗИАТСКОЙ РОССИИ

Глава 11

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

11.1. Общие тенденции развития ТЭК России и ее Азиатской части

В настоящее время является общепризнанной точка зрения, что к числу важнейших проблем экономики обширных территорий Азиатской России относятся: необходимость ускорения технологического развития, сжатия инновационного цикла (что означает значительное уменьшение периода между появлением новых знаний и созданием технологий, продуктов и услуг), а также сохраняющаяся значительная роль производства сырья и энергии в структуре ВВП России (что негативно влияет на устойчивость динамики социально-экономического развития).

К числу новых факторов и обстоятельств, которые повлияют на развитие ТЭК, следует, несомненно, отнести глобальную «повестку» энергоперехода – стремление к сокращению выбросов углерода, повышению роли и значимости альтернативных источников энергии, а также, в целом, усиление внимания к вопросам охраны окружающей среды.

Движение в данном направлении будет сопровождаться усилением конкуренции на рынках энергоресурсов, инвестиций и человеческого капитала. Не все источники энергоресурсов смогут сохранить свою эффективность в новой системе координат, включающей не только окупаемость инвестиций, связанных с добычей энергоресурсов, но также и с минимизацией «углеродного следа» их освоения. Несоответствие данным условиям будет неизбежно вести к оттоку ресурсов инновационного сектора: не только финансов, но также людей – носителей и генераторов новых идей и практик.

Решение подобных проблем невозможно в рамках ранее сформированных подходов усиления сырьевой направленности функционирования и развития экономики. Важную роль здесь будет играть повышение научно-технического уровня ТЭКа – прежде всего, за счет развития современных машиностроительных и производственно-сервисных производств. Это будет способствовать созданию высокотехнологичных рабочих мест, а также росту производственно-образовательного потенциала Востока России и, как непреложное следствие, смягчению неблагоприятной демографической ситуации.

В настоящее время Россия отстает от передовых стран по глубине переработки ресурсов и эффективности использования энергии.

Так, экспортируя почти половину всех своих произведенных энергоресурсов, страна производит энергии на душу населения больше, чем большинство стран мира, в пять раз опережая среднемировой показатель и в три раза – средний уровень по странам ОЭСР. При этом энергоемкость ВВП в российской экономике также заметно выше, чем в среднем по миру и по ОЭСР – на 3/4 и вдвое соответственно. Она также выше, чем в Канаде, Норвегии, Финляндии и США, имеющих наиболее энергоемкую экономику среди стран ОЭСР. Среди причин – не только суровый климат, континентальное расположение и большие расстояния для транспортировки товаров, но также и традиционно доминирующая ориентация на реализацию унифицированных решений, слабо принимающих во внимание региональные особенности получения энергоресурсов и их использования [1].

Электроемкость производства в России выше, чем в США, на 13%, а по сравнению со средним уровнем в странах ОЭСР – на 35%. В то же время наблюдается ярко выраженная «энергетическая бедность» многих регионов, которые сами являются ведущими производителями электроэнергии. В целом в России на душу населения приходится значительно меньше энергии, чем в США, а также в странах с более холодным климатом и энергоемкой структурой – таких как Канада, Финляндия, Норвегия и Швеция.

Локальные системы энерго- и теплоснабжения, основанные на сжигании ископаемого топлива, являются одними из ключевых источников выбросов углерода в городах и населенных пунктах Востока России. В то же время, например, в ряде северных стран широко распространены системы теплоснабжения на основе сетевого электроснабжения. Как результат, энергоемкая структура экономики и неэффективное использование энергии в России приводят к высоким выбросам загрязняющих веществ. Выбросы углекислого газа на единицу ВВП и энергоемкость ВВП здесь значительно выше, чем в большинстве экономически развитых стран мира (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Показатели выпуска и потребления энергии и выбросы углекислого газа в мировой экономике в 2018 г., % от уровня США

Страна	ВВП ППС на душу	Выпуск ТЭР на душу	Потребление ТЭР на душу	Энергоемкость ВВП	Электроэнергия на душу	Электроемкость ВВП	Выбросы CO ₂ на душу	Выбросы CO ₂ на ВВП
Мир	27,1	28,6	27,6	101,7	24,9	91,7	29,4	108,2
ОЭСР	71,5	50,7	60,5	81,3	62,3	83,7	59,5	80,0
Канада	79,7	215,0	117,7	147,6	117,7	147,6	98,2	123,1
Финляндия	78,6	53,7	90,7	114,9	121,0	153,3	53,0	67,1
Норвегия	107,6	588,6	78,4	72,5	183,9	170,1	45,2	41,8
Швеция	85,5	53,6	71,7	83,8	101,5	118,7	22,5	26,3
Россия	45,8	154,8	77,1	165,4	52,8	113,3	73,1	156,8

Примечание: Energy data: International Energy Agency, Население, ВВП: World Bank

ТЭК «западной части» Востока России – Сибири – представляет собой *важнейшую* часть энергетического сектора страны и локализуется на территории Сибирского федерального округа, а также Тюменской области, которая административно входит в Уральский федеральный округ. Здесь производится 89% всего природного газа, 80% угля и около 64% нефти страны (табл. 11.2). Если же добавить данные по Дальнему Востоку, то в Азиатской части России добывается 94% всего газообразного топлива, 96% угля и 70% жидкого топлива страны.

ГЭС Сибири дают более половины всей гидроэнергии, вырабатываемой в России. На протяжении нескольких десятилетий энергетические ресурсы региона наполняли федеральный бюджет страны и позволяли получать большую часть валютной выручки от внешней торговли. В настоящее время экспортируется до 40% добываемых в Сибири газа и угля, и около 70% нефти – с учетом вывозимых из страны нефтепродуктов.

Таблица 11.2

Производство ТЭР по федеральным округам России в 2019 г.

Федеральный округ	Уголь, млн т	Нефть, млн т	Газ, млрд м ³	Э/энергия, млрд кВт·ч	ГЭС, млрд кВт·ч
Россия в целом	439,4	561,0	739,4	1121,5	196,5
Центральный	0,0	0,2	0,0	227,2	3,3
Северо-Западный	4,7	31,2	4,9	126,7	12,1
Южный	5,5	14,6	19,6	83,3	13,3
Северо-Кавказский	0,0	1,1	0,4	20,7	6,5
Приволжский	0,0	119,2	21,7	188,2	30,5
Уральский	0,0	309,3	639,1	200,5	0,0
Сибирский	349,7	51,5	17,5	206,2	111,9
Дальневосточный	73,8	34,1	36,2	68,6	18,8

Примечание: Данные Росстата – ЕМИСС. – URL: <https://www.fedstat.ru/> (дата обращения: 26.10.2022).

Масштабы ТЭК Востока России (и прежде всего Сибири) значительно превышают не только потребности данного макрорегиона, но и страны в целом. Начало этому было положено в 1960-е годы: сначала нефть, а затем и природный газ стали в значительных объемах поставляться на экспорт. Основным направлением на долгие годы стали страны Европы – сначала Восточной, а затем и Западной.

Уместно вспомнить о прецеденте «опережающего» рассмотрения возможностей поставки углеводородов, в первую очередь природного газа – как в восточном направлении (Япония), так и в дальнем западном (США) в начале-середине

1970-х годов. Речь шла о проектах строительства двух заводов по сжижению природного газа: в Мурманске (проект North Star с последующей поставкой СПГ на Восточное побережье США) и в Охотске с соответствующей системой газопроводов (из центральных районов Якутии и только что открытого Уренгойского газоконденсатного месторождения)¹. Данным проектам не суждено было сбыться по причинам, схожим с современными – из-за необходимости соблюдения требований «в области прав человека», а также в силу обстоятельств геополитического и финансового характера².

Тем не менее, данный пример говорит о давно осознанной роли, которую потенциально может играть ТЭК Востока России (и прежде всего Сибири), как весьма гибкого поставщика энергоресурсов в западном и восточном направлениях. В XXI веке фактор «гибкой» географии поставок на экспорт стал реально значимым при определении направлений развития энергетики и России, и ее Азиатской части.

В условиях формируемых геополитических вызовов и ожидаемых трендов мирового спроса на энергоресурсы приоритетным для России становится не столько количественный рост производства энергоресурсов, сколько формирование при помощи имеющихся и открывающихся экспортных возможностей новой системы взаимосвязей «ТЭК – экономика страны» с целью создания новых высокотехнологичных направлений развития экономики (прежде всего, создание на Востоке России высокотехнологичных рабочих мест).

¹ Soviet Gas Deal Held Up as U.S. Studies Cost. – URL: <https://www.nytimes.com/1973/01/09/archives/soviet-gas-deal-held-up-as-us-studies-cost-gas-deal-held-up-us.html> (дата обращения 07.11.2022); Foreign Relations of the United States, 1969–1976, Vol. XXXVI, Energy Crisis, 1969–1974 / 205. Memorandum From the Under Secretary of State for Economic Affairs (Casey) to Acting Secretary of State Rush, September 19. – URL: <https://history.state.gov/historicaldocuments/frus1969-76v36/d205> (дата обращения: 11.11.2022).

² В настоящее время проект строительства СПГ терминала в Охотске предлагается фирмой ООО «А-Проперти» (см.: «А-Проперти» планирует СПГ-проект с ресурсной базой в Якутии и строительством завода у берегов Охотского моря». Neftegaz.ru. 5 мая 2020 г. – URL: <https://neftgaz.ru/news/transport-and-storage/547071-a-properti-planiruet-spg-proekt-s-resursnoy-bazoy-v-yakutii-i-stroitelstvom-zavoda-u-beregov-okhotsk/> (дата обращения: 07.11.2022)).

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2035 года»¹, внутреннее потребление энергоресурсов в стране может возрасти на 12–27%, при этом твердого топлива – в лучшем случае на 7%, газа – на 17%, но не более чем на четверть, объемы же первичной переработки нефти могут снизиться на 20–25%, что увязывается с повышением глубины ее переработки.

Как мы уже отметили выше, в современной экономике (все больше направленной на DSG приоритеты, включая и ESG) важным также является влияние ТЭКа на структурные преобразования в экономике страны и ее регионов, а также, в целом, влияние на формирование социально-экономического и низкоуглеродного развития в русле современной системы приоритетов и ценностей.

К сожалению, приходится констатировать, что данным вопросам развития ТЭКа и страны, и Востока России пока уделяется чрезвычайно мало внимания. Основной акцент делается на создание инфраструктуры «выхода» на рынки стран Юго-Восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона – это касается и нефти, и природного газа (включая продукцию первичной переработки углеводородов – см. ниже про Амурский ГПЗ, Амурский ГХК, обсуждение проекта Восточного НХК), также угля (так называемый «Восточный полигон»).

Как отмечают наши коллеги из Института экономических исследований ДВО РАН, «в 2000–2005 гг. ... полагалось обеспечение совмещения инфраструктурной функции Дальнего Востока с задачей формирования "новой индустриальной базы" в форме создания кластеров высокотехнологичных производств и сервисов в южной части региона. И решение этой задачи, как и реализация концепции новой индустриализации вообще, представлялась в форме создания промышленно-сервисных дуг в южной части Дальнего Востока. ... Однако уже к концу первого десятилетия XXI века ситуация кардинально изменилась. Идея формирования "перехватывающих приграничных дуг" реализуется в сопредельных с российским Дальним Востоком северо-

¹ Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 14.10.2022).

восточных провинциях Китая, где действует специальная программа модернизации старой промышленной базы» [2].

Чересчур категорично, но по существу вполне обоснованно дана оценка подобной – доминирующей – экспортной направленности развития ТЭКа и страны, и Востока России: «В рамках стратегии развития инноваций Китай много вкладывает в разработку новых энергетических технологий – таких как чистый уголь, системы улавливания и захоронения CO₂, батареи и другие формы хранения энергии, суперсети распределения электроэнергии, передовые материалы, а также искусственный интеллект и обработка данных в энергетике. Китай развивает инновационные отрасли энергетики, в том числе потому, что осознает свою высокую зависимость от импорта нефти и газа и связанную с ней стратегическую уязвимость. В том, что касается энергетического перехода, Китай обладает таким преимуществом экономического масштаба, которым не обладала ни одна страна со времен США после Второй мировой войны. Китай мечтает стать лидером новой глобальной экономики в эпоху, которая наступит после отказа от нефти и газа. Россия, наоборот, хочет, чтобы эпоха углеводородов продолжалась как можно дольше»¹.

Следует отметить, что в Китае следование по отмеченному выше пути начинается с макроэкономического анализа и последующего прогноза объема и динамики продукции ТЭК – с разбивкой на собственно производство и транспорт (передачу) первичной энергии, и развитие работ и услуг научно-производственного характера. Немаловажную роль играет и активное участие регионов в данных процессах.

Именно в силу отмеченных выше причин, как нам представляется, реализация замысла создания «промышленно-сервисных дуг» в ТЭКе Востока России и страны в целом все еще «ждет своего часа». Ответ на вопрос о причинах лежит как в плоскости теоретической – определении путей формирования и развития институциональных систем в ТЭКе (с учетом исторических традиций, ранее созданных основных активов, состава и особенностей взаимодей-

¹ Чоу Э. Братья не навек. Почему нефть и газ не только сближают, но и отдаляют Россию и Китай. – URL: <https://carnegie.ru/commentary/83749> (дата обращения: 04.11.2022).

ствия основных экономических агентов), так и в плоскости практической энергетической политики (не только с точки зрения состава и структуры документов стратегического характера, но и роли и места различных уровней иерархии государственного регулирования в решении отмеченных выше задач).

11.2. Теоретические основы решения проблем: системный подход и современная институциональная теория

Авторы считают, что теоретические основы решения отмеченных выше проблем имеют общий характер. А именно, ключевую роль играют основные положения системного подхода и тесно связанные с ними обобщения современной институциональной теории.

При применении данных положений и подходов необходимо учитывать и принимать во внимание также и особенности, и специфические черты тех производственно-экономических систем, которые были созданы ранее и/или отражают особенности определенной страны в тот или иной период времени. Последнее важно не столько с точки зрения обеспечения приверженности ранее избранному пути, сколько понимания и учета стартовых условий перехода ТЭКа в новое качество (в данном случае возможностей следования современным ориентирам его развития) [3].

Опыт различных стран многообразен и многоаспектен. Он различается как с точки зрения направлений и динамики реализуемых изменений институциональной системы (ключевая «развилка» – вопрос участия государства в собственности энергетических активов), так и с точки зрения роли в этих изменениях различных уровней государственной иерархии – уровня страны в целом и отдельных ее регионов (ключевая «развилка» – роль и место регионов в определении условий использования энергетического потенциала территории и в получении части доходов рентного характера).

К числу наиболее медленно и поступательно развивающих свой ТЭК можно с уверенностью отнести Францию. В течение последних десятилетий страна идет по пути постепенной адаптации своей энергетической политики к международным экологическим требованиям и возникающим в связи с этим обязатель-

ствам [4]. При этом вопросы научно-производственного сопровождения решаются в рамках ранее принятых подходов – при сохранении активной роли государства и как непосредственного участника, и как законодателя.

Значительным своеобразием отличается энергетическая политика США – особенно в связи с необходимостью решения проблем энергоперехода и развития угольной промышленности. Весьма значительную роль в определении шагов в процессе энергоперехода (уменьшения выбросов парниковых газов, а также уменьшения роли угольной генерации) играют отдельные штаты. При этом возникает проблема инерционности реализации принятых решений и их скоординированности на уровнях федерации и отдельных штатов [5].

Уникальна и энергетическая политика Китая: «с 1978 г. по 2018 г. в Китае органы государственного управления постепенно наращивали свой опыт и навыки управления национальным энергетическим рынком, а также опыт координации в данной области... Для решения возникающих проблем Китайское правительство выпустило серию документов, включая и вопросы использования местных ресурсов, научно-технической поддержки, субсидирования возобновляемых энергоресурсов и регулирования» [6]. Отличительной чертой подхода к формированию и претворению в практику основных положений энергетической политики Китая можно отнести незначительную роль собственно законодательной поддержки предлагаемых и реализуемых мер. В основе лежат, как правило, предписания и различного рода указания и директивы органов власти различного уровня.

ТЭК, как было отмечено выше, до настоящего времени в значительной мере основан на добыче невозобновляемых энергоресурсов. Поэтому одно из важнейших направлений формирования и развития институциональных систем, связанных с их добычей и последующим использованием, состоит в создании:

- экономических, финансовых, а также научно-технологических условий для становления и развития производства альтернативных источников энергии;

- широкого комплекса технологий – от информационных до получения новых материалов, а также принципиально новых технологий самого широкого назначения.

Данный процесс, вполне очевидно, не может осуществляться только на основе и в рамках экономических предпочтений компаний самого различного уровня. Это связано как с длительностью, так и с высокими рисками реализации поисковых проектов и новых решений. Инновации играют значимую роль, но, как правило, они развиваются на основе полученных ранее фундаментальных знаний и принципиальных подходов.

Подобные вопросы являются составляющими процесса формирования институциональной системы в энергетической области. В ряде стран на законодательном уровне определены условия и рамки обеспечения взаимосвязи по линии «ТЭК – экономика страны (региона)». Прежде всего это касается направления финансово-экономических результатов добычи и освоения традиционных энергоресурсов для получения новых знаний и разработки новых технологий (в том числе в развитии технологий и использование альтернативных энергоресурсов).

Каждая из отмеченных выше стран (Франция, США, Китай) имеет в этой области свои отличия.

Во *Франции* (в силу отсутствия на ее территории сколько-нибудь значимых запасов традиционных топливно-энергетических ресурсов) основную роль в формировании и реализации процесса преобразования финансово-экономических результатов производства электроэнергии в получение и развитие использования альтернативных энергоресурсов играет государство и компании с его участием.

В *США* значительная роль отведена бизнесу и региональному уровню. Последнее обусловлено такими обстоятельствами, как «...наличие сильного социального капитала с разноплановыми связями стейкхолдеров и организаций, с возможностью различных сообществ обучаться и самоорганизовываться для решений возникающих проблем, с наличием систем совместного управления и сильных институтов, которые побуждают к сотрудничеству и экспериментированию» [5].

В *Китае* в основе реализуемых в ТЭКе решений лежат как отмеченные выше предписания и указания, так и государственная политика перераспределения финансово-экономических результатов от добычи и использования традиционных энергоресурсов

в пользу работ по созданию новых технологий в сфере альтернативной энергетики (в форме субсидирования повышенных затрат на их производство). Данный подход имеет место как на уровне страны в целом, так и в отдельных провинциях и проектах.

Одним из наиболее интересных, на наш взгляд, подходов в формировании системы шагов и мер в направлении реализации SDG-приоритетов имеет *Норвегия*. Здесь удалось сформировать и реализовать такую специализированную институциональную систему (по определению Орана Янга – ресурсный режим [7]), которая позволила не только сформировать уникальные отечественные компетенции поиска и добычи углеводородов на шельфе, но и создать основу успешного перехода к низкоуглеродной модели функционирования и развития нефтегазового сектора и ТЭКа в целом, а также сформировать основу социально-экономической устойчивости на долгосрочный период.

В ее основе лежит не вертикальное перераспределение финансово-экономических эффектов с целью финансирования тех или иных мероприятий через бюджетную систему государства, а формирование целенаправленного научно-технологического регулирования на уровне отдельных проектов освоения и использования ресурсов углеводородного сырья на национальном шельфе. При этом в число приоритетов входят также и вопросы экологии, и социально-экономической отдачи для страны в целом.

Органы государственного управления определяют совместно с компаниями-недропользователями как производственно-технологические, так и научно-технические условия пользования недрами. В основе данной системы лежат не предписания и руководящие указания вышестоящих органов государственного управления, а взаимные обязательства государства и консорциумов компаний-обладателей прав пользования участками недр на шельфе. Обязательства имеют силу контракта и могут быть опротестованы в судебном порядке.

Важно, что подобный ресурсный режим предполагает не только взаимную ответственность сторон – государства и бизнеса, но и «принуждает» различные компании (участников консорциума) к взаимодействию и сотрудничеству в рамках отдельных проектов «нижнего уровня». Тем самым обеспечивается не только снижение рисков каждого из участников, но и обеспечивается переток знаний

и компетенций между ними. Результаты впечатляют: норвежские сервисные компании являются одними из мировых лидеров в морской добыче, а также успешно развивают современные технологии во многих отраслях и сферах человеческой деятельности (таких как информационные технологии, судостроение и др.).

Вполне объяснимо, что создание отмеченных выше «промышленно-сервисных дуг» в Норвегии стало естественным следствием подобного подхода. Такие города, как Ставангер, Кристиансанд, Трондхейм и Бодо являются местами сосредоточения сотен высокотехнологичных компаний и местами функционирования крупных научных, инженерных и образовательных центров мирового уровня (по сути, а не по «самоопределению»). Важно, что обсуждение, формирование и продвижение различных подходов к взаимодействию ТЭКа и экономики страны велось в контексте создания и развития социальной ценности.

Так, например, представленный в июне 2021 г. Правительством Норвегии доклад Парламенту страны (Белая Книга) под названием «Подключить Энергию к Работе»¹ имеет в своей основе развитие и расширение роли процессов освоения и использования энергетических ресурсов в формировании новой системы ценностей. Доклад определяет направления и подходы того, как Норвегия может использовать свои энергоресурсы для обеспечения устойчивого эколого-экономического роста и создания новых рабочих мест. Документ является одним из фрагментов широкой правительственной климатической программы (climate action plan) и детализирует процессы воздействия возобновляемой энергетики и новой конфигурация связей в ТЭКе на расширение сферы применения электричества и постепенного ухода от использования ископаемых источников энергии (в стране широко применяется система электрического отопления в помещениях).

В целом норвежская энергетическая политика состоит из трех основных блоков:

¹ Energy to Work. Government publishes White Paper on long term value creation from Norway's energy resources. – Press release. Date: 11.06.2021. No: 027/21. – URL: <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/regjeringen-legger-frem-stortingsmelding-om-verdiskaping-fra-norske-energiressurser/id2860271/> (дата обращения: 11.10.2022).

- 1) климатического и экологического;
- 2) энергетической безопасности и уменьшения зависимости от импорта;
- 3) промышленного и экономического развития.

В основе успешности опыта рассмотренных выше стран – во-первых, системность применяемых подходов к формированию современных ценностных ориентиров при решении проблем развития ТЭКа, во-вторых, видение не только (и не столько) собственно энергетической (или ресурсной) составляющей, сколько широкого круга социально-экономических, экологических и климатических последствий и результатов. Важную роль также играет учет внутристрановых региональных особенностей.

Отмеченные выше подходы к энергетической политике страны (представленные далеко не полностью) позволяют с более широких позиций рассмотреть текущие проблемы ТЭКа Востока России и те вызовы, на которые предстоит ответить.

11.3. Основной приоритет ТЭК России – объемы производства плюс налоги

В России к настоящему времени разработан значительный перечень документов, определяющих роль и место ТЭКа в решении задач социально-экономического развития страны и отдельных ее регионов. В их числе:

- «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года»¹,
- «Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации»²,
- «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года»¹,

¹ Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 14.10.2022).

² Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации. 2016. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71451998/> (дата обращения 14.10.2022).

– «Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года»².

Есть и другие важные и необходимые документы «верхнего» уровня, которые имеют под собой определенную законодательную основу в виде – например:

- Закона РФ «О недрах»³,
- Закона РФ «Об электроэнергетике»⁴.

Помимо отраслевых документов стратегического характера имеется целый ряд документов, отражающих (направленных) на детализацию общих подходов и положений применительно к отдельным регионам и макрорегионам. Например, разработаны и утверждены:

- «Стратегия пространственного развития РФ на период до 2025 года»⁵,
- «Стратегия социально-экономического развития Сибири»⁶,
- «Национальная программа социально-экономического развития Дальнего Востока...»⁷.

¹ Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. 2018. – URL: <http://static.government.ru/media/files/WXRSEBj6jnRWNrumRkDakLcqfAzY14VE.pdf> (дата обращения 14.10.2022).

² Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года. 2020. – URL: <http://static.government.ru/media/files/OoKX6PriWgDz4CNNAxwIYZEE6zm6I52S.pdf> (дата обращения: 14.10.2022).

³ О недрах. От 21.02.1992 № 2395-1 ФЗ (последняя редакция). – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 14.10.2022).

⁴ Об электроэнергетике. От 26.03.2003 № 35-ФЗ (последняя редакция). – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 14.10.2022).

⁵ Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года. Распоряжение от 13 февраля 2019 г. № 207-р. – URL: <http://static.government.ru/media/files/UVAIqUtT08o60RktoOXI22JjAe7irNxc.pdf> (дата обращения: 14.10.2022).

⁶ Стратегия социально-экономического развития Сибири на период до 2020 года. От 5 июля 2010 года № 1120-р. – URL: <http://government.ru/docs/32366/> (дата обращения: 14.10.2022).

⁷ Национальная программа социально-экономического развития Дальнего Востока на период до 2024 года и на перспективу до 2035 года. От 24 сентября 2020 г. № 2464-р. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74587526/> (дата обращения: 14.10.2022).

Во всех отмеченных документах (и многих других) в той или иной степени отражены вопросы развития ТЭКа и важнейших его составляющих. На наш взгляд, к числу основных проблемных областей данных документов, которые существенно влияют на решение рассматриваемого нами круга вопросов (в русле движения в направлении SDG приоритетов), следует отнести исключительную их ориентацию на предпочтения, понимание и видение вопросов развития ТЭКа с позиций корпоративного уровня. Основной акцент делается на реализацию инфраструктурных или производственных проектов и на создание преференциальных налоговых условий в границах определенных специально выделенных территорий (ТОРов – Территорий Опережающего Развития, ОЭЗов – Особых Экономических Зон)¹.

Вопросы формирования и развития объектов региональной и межрегиональной инфраструктуры предполагается решать в рамках специальных проектов, финансируемых, в том числе, по линии федеральных «институтов развития». Вопросы формирования кооперационных связей (как в научно-производственных вопросах, так и при организации выпуска более сложных изделий с повышенной добавленной стоимостью на Востоке России) получают далеко не самый высокий приоритет.

Основная причина – «отсутствие внутреннего рынка». В то же время его становление и развитие – вопрос не только и не столько отдельных компаний, сколько вопрос государственной политики и видения направлений социально-экономического развития Востока России и регионов в его составе. Не используется такой важный инструмент, как «принуждение» к сотрудничеству и кооперации компаний-производителей энергоресурсов при определении форм государственной поддержки и предоставления прав на пользование участками недр в России.

Как было нами отмечено ранее, в основе специализированной инновационной системы в сфере недропользования (направленной на формирование и усиление роли социально-экономических ценностей) лежат такие обстоятельства, как:

¹ Особые экономические зоны. – URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/regionalnoe_razvitie/instrumenty_razvitiya_territoriy/osoby_e_ekonomicheskie_zony/ (дата обращения: 27.10.2022).

– административно-правовой характер взаимоотношений государства и компании-недропользователя (не гражданско-правовой, как, например, в Норвегии). Это влечет за собой невозможность обсуждения взаимных обязательств и ответственности обеих сторон, что существенно повышает риски компании-недропользователя;

– предоставление лицензии на тот или иной участок недр на основе принципа «один участок – одна компания-недропользователь» (что значительно «сужает» область перетока, трансфера знаний, а также ведет к появлению колоссальных «вотчинных» территорий, контролируемых крупными компаниями, что позволяет им «маневрировать» ресурсами и переходить с одного месторождения на другое в процессе «оптимизации» уровня текущих издержек). В результате сохраняются невысокая степень извлечения запасов промышленных категорий по нефти и выборочная отработка залежей в случае твердых полезных ископаемых;

– определение уровней добычи и темпов отбора полезных ископаемых, исходя из подходов и практик, зарекомендовавших себя ранее; следование компаниями-недропользователями консервативным сценариям освоения и разработки месторождений (в силу отсутствия условий к принятию риска, связанного с применением новых и инновационных решений и технологий);

– отсутствие требований и условий, связанных с развитием отечественного научно-технологического и кадрового потенциала при реализации тех или иных проектов в минерально-сырьевом секторе¹.

Прямым следствием отмеченного выше подхода является первоочередная ориентация компаний, реализующих проекты в ТЭКе, на поставку энергии и энергоресурсов на экспорт, в то время как другие вопросы (связанные с решением вопросов социально-экономического развития в связи с возможным изменением ценностных ориентиров) получают низкий приоритет.

¹ О недрах. От 21.02.1992 № 2395-1 ФЗ (последняя редакция). Ст. 13.1. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 14.10.2022).

11.4. Электроэнергетический сектор

Динамика показателей, характеризующих развитие энергетики России и Сибири, представлена в табл. 11.3 и 11.4.

Таблица 11.3

Структура мощности по видам генерации в 2000–2020 гг., ГВт

Вид	2000	2010	2015	2020
ЕЭС России	213,9	214,87	235,31	245,31
В том числе: ГЭС	44,2	44,53	47,86	49,91
АЭС	21,2	24,27	27,15	29,35
ТЭС	148,5	146,07	160,23	163,29
ОЭС Сибири	50,1	46,90	51,81	52,14
В том числе: ГЭС	23,2	22,27	25,28	25,30
ТЭС	26,9	24,63	26,52	26,54

Примечание: Данные Росстата, база данных ЕМИСС, отчеты РАО ЕЭС, ОДУ, АО «СО ЕЭС»

Таблица 11.4

Структура выработки электроэнергии по видам генерации в 2000–2020 гг., млрд кВт·ч

Вид	2000	2010	2015	2020
ЕЭС России	877,8	1 004,73	1 026,88	1 047,03
В том числе: ГЭС	165,0	158,04	160,17	207,42
АЭС	131,0	169,97	195,25	215,68
ТЭС	580,0	676,73	671,44	620,57
ОЭС Сибири	195,2	200,54	201,21	207,01
В том числе: ГЭС	92,8	86,27	88,27	117,74
ТЭС	102,4	114,27	112,93	89,00

Примечание: Данные Росстата, база данных ЕМИСС, отчеты РАО ЕЭС, ОДУ, АО «СО ЕЭС»

Потребности Сибирского федерального округа в электроэнергии обеспечиваются электрическими станциями ОЭС Сибири, а также небольшими коммунальными и ведомственными электростанциями (в основном на дизельном топливе), работающими в изолированных энергоузлах. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Сибири составляет 52,1 ГВт

(21,2% от общего объема по России). СФО, будучи избыточен по мощности, является дефицитным по электроэнергии. Общий объем выработки в ОЭС Сибири в 2020 г. составил 207 млрд кВт·ч (19,8% от общего объема по России). Начиная с 2000 г. в СФО осуществлялись поставки электроэнергии из Казахстана и Уральского ФО.

Электроэнергетика ОЭС Сибири представлена тремя видами генерации: тепловой, гидравлической и солнечной. Атомных электростанций в регионе нет. По состоянию на 01.01.2021 г. доля ОЭС с генерирующей мощностью 300,2 МВт составила 0,6% в структуре установленной мощности энергосистемы.

Специфическими чертами электроэнергетики ОЭС Сибири являются преобладающая доля ГЭС в структуре генерирующих мощностей (48,6% против 19,8% в среднем по стране) и доминирующая доля угля в структуре потребления топлива на тепловых электростанциях (84% против 22–24% общероссийской доли). При значительной роли ГЭС в структуре установленной мощности управление режимом работы ОЭС Сибири усложняется естественной нестабильностью годового стока рек Ангаро-Енисейского каскада и непостоянством водности рек.

Прошедшая реформа отрасли, ставившая во главу угла решение отмеченных выше отраслевых проблем (таких как покрытие перспективного дефицита электроэнергии при одновременном обновлении мощностей), привела к сохранению и преумножению некоторых из них:

- низкая инновационная активность, ведущая к нарастающему технологическому отставанию от мирового уровня;
- высокий износ и низкая эффективность работы оборудования (удельные показатели расхода топлива на 20% больше, чем в развитых странах);
- высокая зависимость от импорта оборудования, внешних производственно-сервисных и инжиниринговых услуг;
- недостаточное развитие электросетевого хозяйства (следствие этого – запертые мощности и в 1,5–2 раза более высокие потери в электрических сетях), отставание малой энергетики и распределенной генерации, дисбаланс в структуре использования топлива на ТЭС.

Общероссийские проблемы актуальны и часто сильнее обострены и для электроэнергетики СФО:

– значительная доля ее установленной мощности не может использоваться при покрытии графиков нагрузки, так как для нее характерна значительная неравномерность размещения генерирующих мощностей при недостаточном развитии электрических сетей;

– использование на ТЭС устаревших технологий сжигания угля обуславливает низкий уровень КПД (всего 38%, тогда как за рубежом на паротурбинных пылеугольных энергоблоках – 43–46%) и повышенную экологическую нагрузку.

В то же время направления, определяющие развитие энергетики, изменяются весьма существенно. Растет не только потребность в электроэнергии, но и меняются требования к ее качеству – прежде всего, доступности при изменениях спроса. Это предполагает, в частности, наличие определенного резерва мощности и учет качественных особенностей изменения и текущей, и перспективной динамики спроса. Отсутствие учета данного обстоятельства (наряду с отмеченными выше ценностными ориентирами) привело к тому, что разработка Генеральной схемы с инвестиционными проектами электроэнергетики России и Сибири была ориентирована только на форсированный рост выработки¹. Увы, в реальности значительного роста объемов электропотребления не произошло. Фактическое электропотребление в ОЭС Сибири составило в 2020 г. только 209,4 млрд кВт·ч. В 2020 г. произошло рекордное падение объемов генерации электроэнергии в энергосистеме России на 2,4%.

Стагнация спроса на электроэнергию по-иному ставит вопросы развития электроэнергетики. На повестку дня выходят не только вопросы надежности энергоснабжения, но и экологии, и тесно связанные со снижением выброса парниковых газов (SDG и ESG). Вместе с тем многие отраслевые специалисты по-прежнему считают, что в Сибири и на Дальнем Востоке уголь не

¹ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.
– URL: http://www.lengaes.rushydro.ru/file/main/tidalmezen/company/laws/Rasporyazhenie_Pravitel_stva_RF_ot_22_fevralya_2008_g.doc.pdf (дата обращения: 24.09.2022).

имеет экономически адекватных альтернатив. Точка зрения, что газ на этой обширной территории может рассматриваться в качестве альтернативы углю только в регионах, где развивается Единая газотранспортная система, не в полной мере соответствует реалиям энергоперехода. Развитие, например, локальных систем газоснабжения на основе СПГ в целом ряде мест вполне может обеспечить замену угля (прежде всего в прибрежных Арктических населенных пунктах – см. ниже).

В целом развитие электроэнергетики на базе угольного топлива возможно вести по следующим основным направлениям: а) реконструкция старых станций с целью повышения экономической, технологической и экологической эффективности; б) строительство новых угольных ТЭС на основе уже существующих технологий; в) строительство угольных ТЭС с использованием новых энергоэффективных и экологически чистых технологий сжигания угля; г) развитие малой энергетики, в особенности, ко- и тригенерации с максимальной заменой котельных на мини-ТЭЦ (на угле).

В связи с набирающими силу тенденциями декарбонизации альтернативой выбывающим мощностям угольных станций могли бы стать как упомянутые выше станции на базе СПГ, так и ГЭС. Последнее особенно актуально в Восточной Сибири – гидроэнергетические ресурсы на данный момент задействованы лишь на 20%, а неосвоенный потенциал составляет более 150 млрд кВт·ч.

На Востоке России, особенно в удаленных районах, энергоснабжение может осуществляться также и за счет атомных станций малой мощности¹. Преимущество АЭС заключается в возможности вырабатывать энергию с минимальными выбросами вредных веществ в окружающую среду. Важно и то, что в этом случае нет необходимости поставлять топливо на АЭС и, тем самым, создавать транспортную инфраструктуру. Можно также рассматривать возможность производства оборудования для малогабаритных АЭС, в том числе в производственно-индустриальных

¹ «НОВАТЭК» и «Росатом» подхватили Чукотку. За энергоснабжение Баимского ГОКа разворачивается конкурентная борьба // Коммерсантъ. – 26.02.2020. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4268272> (дата обращения: 17.11.2022).

центрах Востока России (что будет способствовать созданию высокотехнологичных рабочих мест и закреплению квалифицированных кадров).

Процесс развития энергетики в рамках современной системы ценностных ориентиров характеризуется изменением ее структуры – усилением роли малой и средней энергетики. Энергетика, как в России в целом, так и на ее востоке, по-прежнему ориентирована на крупные объекты. Так, в сибирской энергосистеме доля крупных тепловых и гидравлических электростанций не просто велика – она огромна. В то же время увеличение локальной генерации (как в традиционной, так и альтернативной энергетике) – наиболее эффективный путь с точки зрения ответа на вызовы современной экономики.

Мы разделяем точку зрения относительно того, что «...наиболее реалистичной представляется модель последовательной разумной комбинации крупной генерации и распределенной энергетики, которая позволит обеспечить постепенную адаптацию единой энергосистемы (ЕЭС) страны к "энергетическому переходу"» [8]. Взаимодополняющий характер данных процессов отмечается, например, в работе коллег из Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева [9].

Современные тенденции развития бизнес-процессов (включая цифровизацию), усиление роли инноваций, ускоренное развитие экономики человеческого капитала обуславливают и более серьезный рост потребления электроэнергии – на 24–36%. На Востоке России на протяжении последних лет ответ на данные тенденции в основном связывается с экспортом в страны Азиатско-Тихоокеанского региона и Юго-Восточной Азии. В проектах экспорта электроэнергии недостатка нет – от формирования северо-азиатского рынка [10] и до сооружения станций колоссальной мощности¹. Данный подход, основанный на эффекте «экономии на масштабе», является повсеместным в случае ТЭКа Востока России: не только в электроэнергетике,

¹ Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики. Распоряжение Правительства РФ от 11 ноября 2013 г. № 2084-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 47, ст. 6125). – URL: <http://government.ru/docs/8341/> (дата обращения 04.10.2022).

но и в угольной промышленности, а также в нефтегазовом секторе – от добычи и до поставок природного газа, нефти и крупнотоннажных нефтегазохимических продуктов (как правило, начальных энергоемких переделов).

В континентальной части Востока России сложились не очень благоприятные условия для развития ВИЭ: в Сибири зимний период длится около семи месяцев. При долгой зиме в городах региона угольная генерация обеспечивает не только производство электричества, но и работает в режиме когенерации: одновременной выработки электричества и тепла. Использование угля не только создает проблемы (такие как выбросы парниковых газов), но и имеет определенные преимущества: уголь позволяет решать проблему теплоснабжения различными способами – это может быть печное или центральное отопление. Уголь можно накапливать и расходовать в течение зимнего периода. Тем не менее, использование возобновляемой энергетики – ветровой и солнечной – в удаленных регионах является оправданным и логичным. ВИЭ наряду с современными многотопливными мини-станциями могут сыграть заметную роль в модернизации локальных энергосистем Севера и Арктики.

Основу энергетики на базе использования твердых топлив могут составить, например, энерготехнологические предприятия с комплексной переработкой топлива и получением широкой гаммы продуктов с высокими товарными свойствами с большой добавленной стоимостью. В мире из угля получают более пятисот продуктов: бензин, пластмассы, моторные масла, смазочные материалы, химические препараты и др. Технологии комплексного и глубокого использования твердого топлива имеют все основания стать в числе приоритетов технологического развития (например, расширение сферы применения технологии типа «Термококс» – в частности, получения сорбентов из бурого угля)¹.

Повышение устойчивости энергоснабжения на Востоке России и, прежде всего, в Сибири предполагает развитие электросетевой инфраструктуры. Минэнерго России в 2017 г. отметило, что

¹ ООО Термококс. – URL: <https://termokoks.ru/> (дата обращения: 14.11.2023).

установленная мощность генераторов в ОЭС Сибири использовалась не на полную силу: например, ТЭС всего на 46,45%, ГЭС – на 42,41%, СЭС – на 14,2%¹.

С точки зрения отмеченных нами в начале главы тенденций в ТЭЖе (влияние на его развитие новой системы ориентиров) динамика электроэнергетики Востока России в значительной мере все еще определяется теми инерционными процессами, которые были сформированы в предыдущие годы. Влияние новых процессов и новых подходов пока более чем скромное по причинам, прежде всего, институционального свойства и структурного характера. Имеет место доминирование подходов, в основе которых – действия фактора «экономии на масштабе» и связанное с этим преобладание крупных единичных производителей и потребителей. При этом ориентация на рынок одной страны – Китая – в малой степени способствует преодолению данной тенденции и повышению гибкости энергосистемы Востока России.

11.5. Угольная промышленность России и Азиатской России

Уголь на Востоке России характеризуется как имеющийся в изобилии, безопасный для транспортировки и хранения и относительно недорогой вид топлива.

Почти 80% прогнозных ресурсов углей находится в Сибири, в том числе более 70% – в Кузнецком, Канско-Ачинском и Тунгусском угольных бассейнах. В Европейской части страны, где расположены Печорский, Донецкий и Подмосковский бассейны, находится чуть менее 9% разведанных запасов России, на Дальнем Востоке – около 10%.

В мире начиная с 2014 г. наблюдается снижение потребления угля. При этом сокращение происходит не повсеместно, и целый ряд стран (прежде всего Азиатско-Тихоокеанского региона) наращивает его использование. Рост потребления угля, прежде

¹ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году. Системный оператор единой Энергетической системы. – URL: https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (дата обращения: 12.11.2022).

всего в электроэнергетике, является приоритетом, например для Индии¹ и ряда стран АСЕАН, в то время как Китай взял курс на постепенное снижение его в энергетике; для таких стран, как Япония, Республика Корея и Тайвань характерна неопределенность прогноза потребления угля.

В последние годы в угольной промышленности России наблюдался стабильный рост, обеспеченный наращиванием экспорта: в среднем добыча ежегодно росла на 2,9%, экспортные поставки – на 9,6%. В 2017 г. объем экспортных поставок впервые в истории превысил объем внутренних поставок. Общий объем вырос с 37 млн т в 2000 г. до 210 млн т в 2020 г. За десять лет доля России в мировой торговле углем выросла с 7 до 16% (табл. 11.5).

Сложившаяся ситуация на мировом рынке развернула российских угольщиков на восток, где сохраняется высокий спрос на этот вид топлива и сырья и, соответственно, приемлемый уровень цен. Основным направлением российского экспорта угля в 2010-е годы стали страны АТР. Наибольшей устойчивостью (по крайней мере, в среднесрочной перспективе) в условиях процесса энергоперехода и все большей ориентации мировой экономики на SDG будут отличаться поставки коксующего угля.

Таблица 11.5

Динамика и структура поставок российского угля в 2000–2020 гг.

Показатель	2000	2005	2010	2015	2020
Доля экспорта в общемировой торговле, %	6,8	9,9	10,5	11,2	16,0
Экспорт угля, млн т	37,5	82,5	116,4	151,4	193,2–210,1
Доля экспорта в общей структуре поставок, %	15,3	29,5	39,3	47,1	53,8
Поставки российских углей на внутренний рынок, млн т	207,5	197,5	180,1	170,0	180,7
Доля внутреннего рынка в общей структуре поставок, %	84,7	70,5	60,7	52,9	46,2
Импорт, млн т	25,6	21,1	29,6	22,9	25,3

¹ Российский уголь прирастает Индией. «Сибантрацит» наращивает поставки в страну. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4900374> (дата обращения: 07.11.2022).

В России крупнейшими компаниями-экспортерами угля выступают: АО «СУЭК», АО «УК “Кузбассразрезуголь”», АО ХК «СДС-Уголь», ПАО «Кузбасская топливная компания», ОАО «Мечел-Майнинг» и др. (рис. 11.1). Они же являются и крупнейшими экспортерами энергетических углей. Основными поставщиками коксующихся углей на экспорт являются: АО ХК «Якутуголь» (ОАО «Мечел-Майнинг»), АО «СУЭК-Кузбасс», ООО «Распадская угольная компания» (ЕВРАЗ), АО «УК “Кузбассразрезуголь”» (УГМК) и др.



Рис. 11.1. Крупнейшие компании-экспортеры угля в РФ в 2020 г.

Среди перспективных экспортно-ориентированных проектов развития угледобычи, реализуемых до 2035 г., следует выделить Кузбасс, Республику Тыва, Хабаровский край, Республику Саха (Якутия). Наиболее активно развивается экспортное направление добычи угля¹. В основе – реализация проектов по развитию добычи угля в южной Якутии и развитие железнодорожной инфраструктуры для выхода к морским портам (так называемый Во-

¹ Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года. 2020. – URL: <http://static.government.ru/media/files/OoKX6PriWgDz4CNNAxwIYZEE6zm6I52S.pdf> (дата обращения 25.09.2022).

сточный полигон)¹. В осуществлении данных проектов активно участвует государство (привлечены военные строители, выделены средства из Фонда национального благосостояния) и частный бизнес. В частности, обсуждается строительство частной третьей ветки БАМа – от принадлежащего компании «А-Проперти» Эльгинского месторождения до Охотского моря².

Принципиальная проблема, связанная с интенсивным развитием Восточного полигона (развитием добычи угля на юге Якутии) и наращиванием экспорта угля в восточном направлении, состоит в обеспечении взаимосвязи его экспортного вектора с решением внутренних социально-экономических и экологических проблем – как на Востоке России, так и в стране в целом. С аргументацией, что именно угольная отрасль обеспечивает значительное число рабочих мест, например, в Кузбассе, в полной мере согласиться нельзя. Скорее, проблемы занятости в Кузбассе связаны не столько с ролью угольной отрасли в экономике региона, сколько с отсутствием обратного «отклика» от данной отрасли в направлении экономики и социальной сферы региона [11].

Именно поэтому в середине 2021 г. Минэкономразвития РФ был подготовлен проект постановления правительства РФ, обязывающий угольные компании Кузбасса, желающие увеличить поставки в Азию, отдавать часть экспортных доходов в экономику региона³. Один из вариантов их использования – реализация проектов, направленных на структурную перестройку экономики данного депрессивного региона.

Причина депрессивного состояния экономики Кузбасса (а также угольных бассейнов Красноярского края, Хакасии, Иркутской

¹ Россия построит аналог БАМа для экспорта угля с рекордного месторождения. 8 июля 2021 г. – URL: <https://news.myseldon.com/ru/news/index/253959782> (дата обращения: 07.11.2022).

² Кто захватит Восточный полигон? – URL: <https://expert.ru/2021/07/16/kto-zakhvatit-vostochniy-poligon/> (дата обращения: 11.11.2022).

³ Власти обяжут угольщиков Кузбасса отдавать часть доходов региону. За это им расширят экспорт в Азию. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/07/08/877481-vlasti-obyazhut-ugolschikov-kuzbassa?utm_campaign=newspaper_9_7_2021&utm_medium=email&utm_medium=email&utm_source=vedomosti%3Futm_campaign%3Dnewspaper_9_7_2021&utm_source=vedomost (дата обращения: 15.11.2022).

области и Приморского края) – резкий рост эффективности работы угольной отрасли и дальнейшее значительное высвобождение занятых работников. При этом синхронизация развития угольной промышленности с созданием новых рабочих мест и новых сфер занятости не рассматривалась. Одно из реализуемых необычных решений – создание в Кузбассе «Межрегионального центра подготовки кадров для строительной отрасли регионов Сибири и Дальнего Востока»¹ с целью содействия реализации масштабных строительных проектов (прежде всего, на территории «Восточного полигона»). Следствием, очевидно, может стать усиление оттока кадров рабочих профессий и населения из Кузбасса.

Влияние новой системы приоритетов на угольную отрасль Востока страны имеет весьма сложный и противоречивый характер. С одной стороны, реализуются новые проекты по освоению залежей угля лучшего качества с большим экспортным потенциалом, которые в слабой степени синхронизированы с адаптацией «старых» угледобывающих районов к решению возникающих острых социальных проблем занятости и ликвидации нанесенного ранее экологического ущерба. С другой стороны, создается транспортная инфраструктура, наличие которой может послужить основой развития и новых энергетических проектов (включая ВИЭ), и повышения уровня жизни².

В связи с этим нужно отметить опыт провинции Альберта (Канада), которая в похожей ситуации (наличие колоссальных ресурсов битуминозных песков) сформировала в 1976 г. специальный целевой фонд с целью, в том числе, решения инфраструктурных проблем, а также создания и развития новых технологий, связанных с их освоением и добычей новых источников энергоресурсов [12]. Данный фонд прекратил существова-

¹ В Кузбассе создадут центр профподготовки для строителей Сибири и Дальнего Востока. – URL: <https://tass.ru/sibir-news/10092041> (дата обращения: 16.11.2022).

² БАМ уперся в уголь. Проекты модернизации БАМа не позволят существенно разгрузить Транссиб. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4761559?query=%D0%B1%D0%B0%D0%BC%20%D1%83%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%81%D1%8F%20%D0%B2%20%D1%83%D0%B3%D0%BE%D0%BB%D1%8C> (дата обращения 14.11.2022); Россия построит аналог БАМа для экспорта угля с рекордного месторождения. – URL: <https://news.myseldon.com/ru/news/index/253959782> (дата обращения: 07.11.2022).

ние в 1987 г., но взамен был создан ряд «институтов развития» с целью поддержки разработки и продвижения новых энерго-сберегающих и «зеленых» технологий в энергетике [13]¹. Источником формирования данного фонда являлись отчисления от налоговых платежей в бюджет провинции Альберта от добычи и продажи нефти и других полезных ископаемых (прежде всего на внешних рынках).

В России формирование подобных фондов за счет отчислений от продажи энергоресурсов на внутреннем рынке вряд ли возможно по причине относительно низких цен на них: «Цены на электрическую энергию в России ниже уровня зарубежных стран. Цена на электроэнергию для промышленных потребителей в России в 2018 г. составила порядка 3,41 руб./кВт·ч, что по среднегодовому курсу ЦБ в 2018 г. соответствует 5,42 цента США за кВт·ч» [14].

Относительно низкие цены на внутреннем рынке в сочетании с необходимостью осуществления значительных инвестиций в освоение новых источников энергоресурсов, а также с необходимостью приобретения многих критически важных видов технологического оборудования, правительство стремится компенсировать налоговыми льготами и преференциями². Производство оборудования на внутреннем рынке не обеспечивает потребности в его поставках. При этом следует заметить, что на Востоке страны имеется целый ряд научно-индустриальных центров – города Омск, Новосибирск, Красноярск, Иркутск, Хабаровск, Владивосток. Целенаправленная система мер и шагов по использованию и развитию пока еще имеющегося в данных центрах потенциала для развития соответствующих производств для нужд ТЭКа и горнодобывающих отраслей все еще ждет своего часа.

¹ Energy and Environment Systems Engineering – 2021. – URL: www.energysystems.ualberta.ca/funding-agencies/ (дата обращения: 07.10.2022).

² Минвостокразвития предлагает снизить НДС для проектов в ДФО. Это позволит привлечь в регион 96 млрд рублей инвестиций URL: https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2021/07/16/878399-snizit-ndpi-dlya-proektov-v-dfo?utm_campaign=newspaper_16_7_2021&utm_medium=email&utm_medium=email&utm_source=vedomosti%3Futm_campaign%3Dnewspaper_16_7_2021&utm_source=vedomosti (дата обращения 09.11.2022).

11.6. Нефтегазовый сектор

Здесь и далее приведены оценки из консервативных прогнозных сценариев, предполагающих сохранение текущих принципов энергетической политики, а также сохранение текущих темпов технологического развития и трансфера технологий в нефтегазовом секторе.

11.6.1. Европейские рынки: поставки нефти и газа. В обозримой перспективе на европейском рынке ожидается сокращение доли нефти и угля в общем потреблении при незначительном росте доли газа и существенном приросте доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (рис. 11.2).

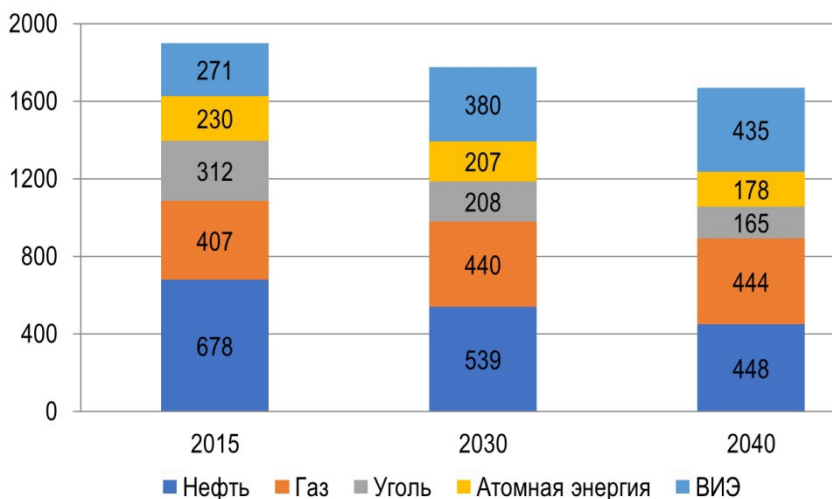


Рис.11.2. Прогнозы потребления первичных энергоресурсов в Европе (по видам энергоресурсов) в 2015 г., 2030 г., 2040 г., млн т н.э.

Примечание: Составлено авторами по данным [15]

* Европейские рынки: поставки нефти

На фоне роста мирового спроса (обеспеченного, прежде всего, ростом спроса в странах АТР) ожидается снижение спроса на нефть в Европе к середине текущего десятилетия (рис. 11.3).

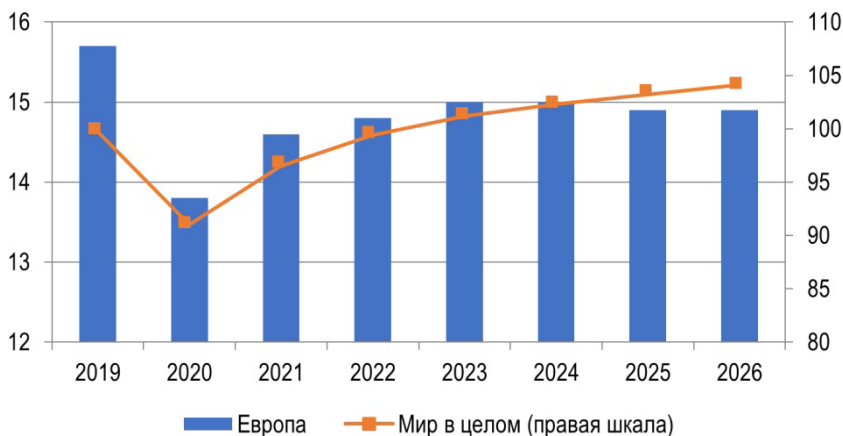


Рис. 11.3. Спрос на нефть в Европе в сравнении с общемировым спросом в 2019–2026 гг., млн барр. в день

Примечание: По данным: Oil 2021 – Analysis and forecast to 2026. – URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf (дата обращения 07.09.2022)

Доля европейского рынка в российском экспорте снижается. Наиболее значительное снижение за последнее десятилетие произошло в 2020 г.: отгрузки за рубеж снизились на 30 млн т, или 11,1% по отношению к 2019 г.¹ На начало 2022 г. главными потребителями российской нефти в регионе являются Нидерланды (31,8 млн т в 2020 г.), Германия (21,8 млн т) и Польша (14,9 млн т), заметные объемы направляются в Италию (12,6 млн т) и Финляндию (9,2 млн т); экспорт в остальные европейские страны незначителен. Помимо стран Евросоюза крупным потребителем российской нефти в западном направлении является Беларусь (14,7 млн т).

В 2022 г. страны ЕС ввели эмбарго на продажи российской нефти, а также заявили о планах по отказу от российского сырья, что в долгосрочном периоде может оказать влияние на итоговые результаты российской нефтедобычи и экспорта, в том числе из регионов

¹ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году». – URL: https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/74a/GD_msb-2020.pdf (дата обращения: 25.11.2022).

Азиатской России. Вместе с тем, по оценкам Минэкономразвития РФ, приведенным в прогнозе социально-экономического развития до 2025 г.¹, имеющаяся трубопроводная инфраструктура восточного направления и пропускной потенциал западных и арктических портов обеспечат возможность экспортных поставок в период 2023–2025 гг. на уровне 250, 255, 260 млн т нефти соответственно. В целом экспортные поставки российской нефти после введения эмбарго в 2022 г. были переориентированы на рынки третьих стран (прежде всего на рынки АТР) благодаря тому, что экспорт значительной доли российской нефти осуществляется через порты.

В долгосрочном периоде сокращение объемов импорта нефти в Европу также связано со снижением загрузки европейских НПЗ и стагнацией спроса в этом регионе. Снижение загрузки НПЗ вызвано вытеснением продуктов нефтепереработки европейского производства более дешевыми с Ближнего Востока и из АТР.

Отметим, что конкурентная борьба за растущие рынки АТР снижает потенциальную экспортную нишу в Европе для российских производителей (даже в случае частичного восстановления экспортных потоков российской нефти на европейские рынки в среднесрочной перспективе). Ситуация усугубляется и высокими, по сравнению с большинством других стран-экспортеров, издержками и налогами, что снижает коммерческую привлекательность российского нефтяного экспорта в этом направлении.

** Европейские рынки: поставки газа*

Европейский рынок газа характеризуется невысокими темпами роста, но на фоне падения собственной добычи неизбежно будут расти его потребности в импорте газа. Часть из них будет обеспечиваться трубопроводным газом, но все растущая доля (31% от европейского потребления к 2040 г.) – за счет поставок СПГ. До 2021 г. поставки трубопроводного газа с месторождений ПАО «Газпром» в Азиатской России занимали лидирующее место на европейских рынках (рис. 11.4). По состоянию на начало 2021 г. крупнейшим покупателем российского природного газа являлась

¹ Постановление Совета Федерации РФ «О прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 г. и на плановый период 2024 и 2025 гг.». – URL: <http://council.gov.ru/media/documents/pdf/krihBDu2qCQ8okasDpmgLQLAWNUKV5Vq.pdf> (дата обращения: 15.11.2022).

Германия (28,5% экспорта в 2020 г.), в значительных количествах его также закупали Италия (10%), Беларусь (8,9%), Турция (7,9%). В 2021 г. Наибольший прирост объемов продаж в страны дальнего зарубежья пришелся на рынки Германии, Турции и Италии¹.

С 2019 г. наметилась тенденция к снижению доли поставок ПАО «Газпром», а в 2022 г. произошло существенное сокращение поставок трубопроводного газа на европейский рынок – за первое полугодие компания сообщала о снижении на 31% до 68,9 млрд куб. м, по итогам семи месяцев экспорт упал на 34,7%, за восемь месяцев – на 37,4%.

Увеличивается экспорт в Европу СПГ из Азиатской России (прежде всего с проекта «Ямал СПГ») (см. рис. 11.4).



Рис. 11.4. Источники поставок газа на европейский рынок в 2017–2020 гг., млрд куб. м

Примечание: По данным: A Phantom Menace: Is Russian LNG a Threat to Russia's Pipeline Gas in Europe? – URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/a-phantom-menace-is-russian-lng-a-threat-to-russias-pipeline-gas-in-europe/> (дата обращения: 09.10.2022).

¹ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году». – URL: https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/74a/GD_msb-2020.pdf (дата обращения: 25.11.2022).

На начало 2022 г. подавляющая часть экспорта «Ямал СПГ» направлялась на северо-запад Европы. Доля Великобритании, Франции, Бельгии и Нидерландов в совокупных поставках «Ямал СПГ» в Европу составила 62% в 2018 г., 82% – в 2019 г. и 79% – в 2020 г.

Несмотря на переориентацию экспортных потоков в 2022 г. Европа наращивает закупки российского СПГ на фоне снижения трубопроводных поставок ПАО «Газпром». Так, за девять месяцев 2022 г. экспорт российского СПГ в Европу увеличился в полтора раза, до 15 млрд куб. м. СПГ проявляет себя как эффективный инструмент диверсификации российского экспорта газа, в первую очередь из-за отсутствия зависимости от транзитных стран и одного конечного покупателя. Другим преимуществом СПГ перед трубопроводным газом является отсутствие необходимости заключать долгосрочные контракты. Европейские страны рассматривают покупку СПГ как возможность диверсифицировать поставки газа, несмотря на более высокую цену на него.

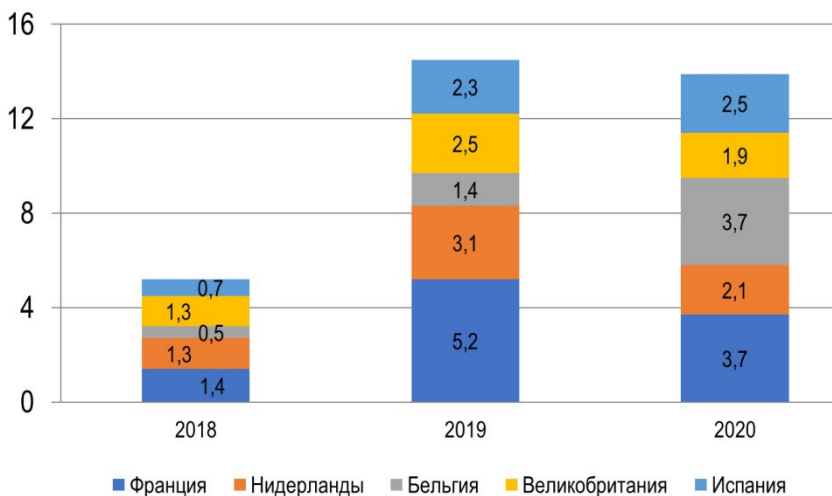


Рис. 11.5. Страны Европы – крупнейшие потребители сжиженного газа ПАО «НОВАТЭК» в 2018–2020 гг., млн т

Примечание: По данным: A Phantom Menace: Is Russian LNG a Threat to Russia’s Pipeline Gas in Europe? – URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/a-phantom-menace-is-russian-lng-a-threat-to-russias-pipeline-gas-in-europe/> (дата обращения: 09.10.2022).

Спрос на газ в Европе до конца текущего десятилетия ожидается стабильным (рис. 11.5). В энергетическом секторе региона происходит постепенный отказ от более чем 50 ГВт мощностей, работающих на угле. Это создает дополнительное рыночное пространство для газовых электростанций. Однако рост газовой генерации ограничен наращиванием производства возобновляемой энергии, которая должна увеличиться почти на 30% в среднесрочной перспективе.

Снижение ожидаемых темпов экономического роста в Европе и энергетическая политика, ориентированная на декарбонизацию экономики с сокращением роли ископаемых видов топлива, ведут к сдержанным оценкам перспектив потребления газа в регионе. Так, по оценкам Аналитического центра при Правительстве РФ [16], среднегодовые темпы роста европейского спроса на газ составят не более 0,5% (суммарный прирост – всего 15% с 2010 по 2040 год).

Наращивание поставок СПГ из регионов Азиатской России на европейские рынки в 2022 г. свидетельствует об устойчивости этого канала экспорта и указывает на необходимость его развития. Поставки российского СПГ на европейские рынки в 2022 г. не были осложнены ограничениями геополитического характера, поэтому в условиях дефицита на глобальном рынке СПГ сжиженный газ из России продолжает быть востребованным. Частично можно говорить и о замещении российского трубопроводного газа на европейском рынке сжиженным газом российского происхождения.

С учетом отказа Европы от российского трубопроводного газа и восстановления спроса в Китае дополнительная нагрузка на рынок СПГ до 2025 г. составит не менее 60–70 млн т. Однако до 2026 г. не ожидается ввода значительных СПГ-мощностей. В 2023 г. в мире будут введены проекты на 18 млн т, в 2024 и 2025 гг. – на 10–11 млн т. В связи с этим также представляется, что СПГ с проектов в Азиатской России сохранит свою нишу на европейском рынке.

11.6.2. Рынки Азиатско-Тихоокеанского региона: поставки нефти и газа. Мировой спрос на нефть и газ обеспечен, прежде всего, ростом спроса в странах АТР.

** Рынки АТР: поставки нефти*

Свыше трети российских экспортных поставок нефти направляется в азиатские страны, среди которых лидирующее положение занимает Китай: за период 2009–2021 гг. экспорт в эту страну вы-

рос с 13 млн т до 79,6 млн т¹. С учетом перераспределения экспортных потоков углеводородов из регионов Азиатской России в 2022 г. доля АТР в дальнейшем будет только расти. Рост поставок связан со значительным спросом с китайской стороны, увеличением мощности основной связующей магистрали – нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО). Помимо Китая, значимые объемы нефти поступают в Южную Корею (14,6 млн т в 2020 г.), в меньшем объеме – в Японию, Индию и Малайзию².

По оценкам Международного энергетического агентства, прирост спроса на нефть в странах АТР до середины текущего десятилетия составит 90% от общемирового прироста и будет расти более быстрыми темпами, чем мировой спрос (рис. 11.6).

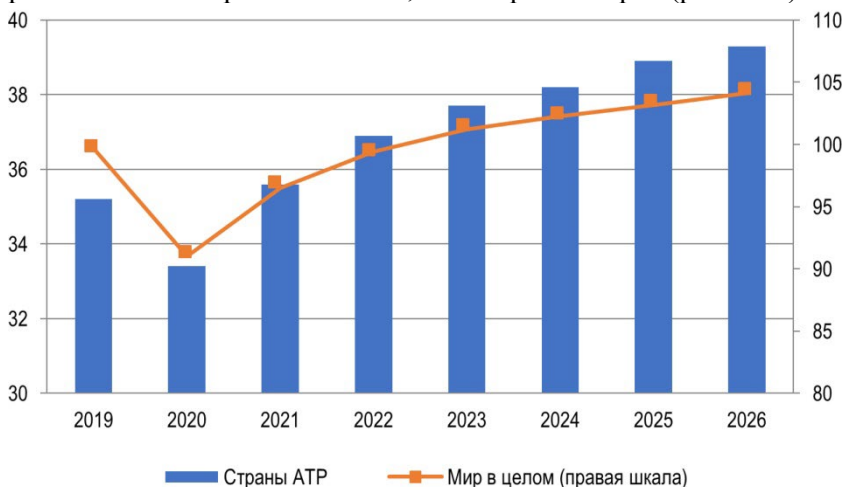


Рис. 11.6. Спрос на нефть в странах АТР в сравнении с общемировым спросом в 2019–2026 гг., млн барр. в день

Примечание: По данным: A Phantom Menace: Is Russian LNG a Threat to Russia’s Pipeline Gas in Europe? – URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/a-phantom-menace-is-russian-lng-a-threat-to-russias-pipeline-gas-in-europe/> (дата обращения: 09.10.2022).

¹ Главное таможенное управление КНР. – URL: <http://english.customs.gov.cn/statics/report/preliminary.html> (дата обращения: 27.09.2022).

² Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году». – URL: https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/74a/GD_msb-2020.pdf (дата обращения: 25.11.2022).

Благодаря Китаю снижение потребления нефти в АТР на пике пандемии (2020 г.) оказалось наименьшим (-1,6%) – спрос на нефть в этой стране продолжил рост на фоне снижения в мире и в АТР, вызванного пандемией (рис. 11.7). По итогам 2022 г. наибольший рост спроса на нефть ожидается в Китае и Индии, чему будет способствовать восстановление спроса на транспортное топливо и устойчивый спрос на топливо для промышленности, включая нефтехимическое сырье.

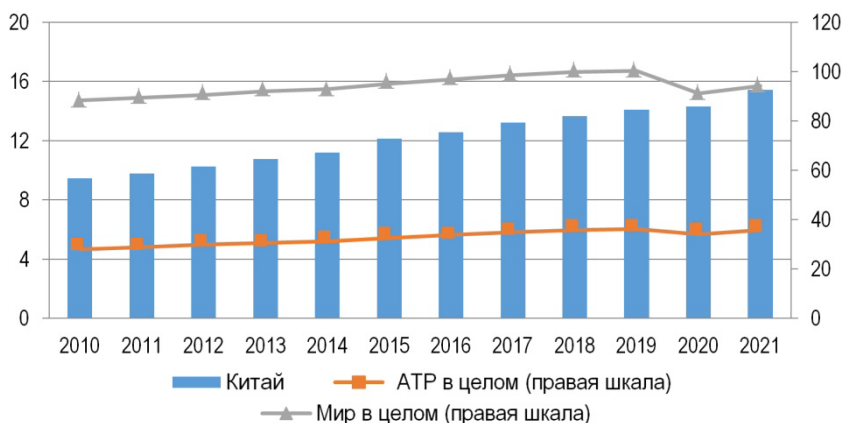


Рис. 11.7. Потребление нефти в Китае, странах АТР и в мире в 2010–2021 гг., млн барр. в день

Примечание: По данным: BP Statistical review of world energy 2022 (71st edition). – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 07.11.2022).

** Рынки АТР: поставки газа*

Рост ведущих экономик Азии, их стремление решить социальные и экологические проблемы приводят к повышенному спросу на газ в регионе. В условиях ограниченных ресурсов газа и роста экологических требований к промышленности и энергетике страны АТР вынуждены покупать его на внешних рынках. В результате АТР стал крупнейшим мировым импортером газа.

В конце 2019 г. ПАО «Газпром» запустил в эксплуатацию первую очередь магистрального газопровода «Сила Сибири»,

транспортирующего газ Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия) потребителям Дальнего Востока и в Китай. В 2021 г. по «Силе Сибири» прошло 10,39 млрд куб. м газа. В конце 2022 г. будет запущена ветка газопровода, соединяющая его с Ковыктинским месторождением, на базе которого формируется Иркутский центр газодобычи. Выход на проектную производительность газопровода запланирован на 2025 г.: его мощность достигнет 38 млрд куб. м. Для реализации проекта проложено около 2200 км газопровода, совместно с китайской корпорацией CNPC построен трансграничный участок с двухниточным подводным переходом через р. Амур. В рамках следующего этапа проекта предполагается расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до Благовещенска¹.

Основной рост потребления газа в странах АТР обеспечивает Китай (рис. 11.8).

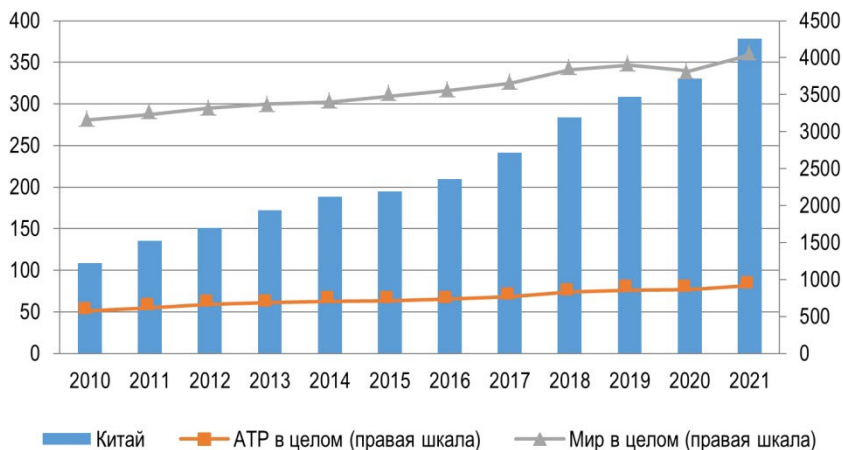


Рис. 11.8. Потребление газа в Китае, странах АТР и в мире в 2010–2021 гг., млрд куб. м

Примечание: По данным: BP Statistical review of world energy 2022 (71st edition). – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 07.11.2022).

¹ ПАО «Газпром», официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> (дата обращения: 27.10.2022).

Наличие в Китае собственных больших запасов нетрадиционного газа и стремление их активно разрабатывать в сочетании с успешной политикой диверсификации импорта, опережающим развитием инфраструктуры и реформой ценообразования на внутреннем рынке делают эту страну все более важным игроком для мирового рынка. При этом Китай усиливает позиции в других регионах за счет участия своих национальных компаний в разработке газовых ресурсов и обеспечения поставок по долгосрочным контрактам с заниженными ценами.

Россия входит в тройку крупнейших стран-экспортеров газа в Китай (рис. 11.9), уступая в объемах Австралии и Туркменистану. Российский экспорт представлен как сжиженным газом, так и трубопроводными поставками.

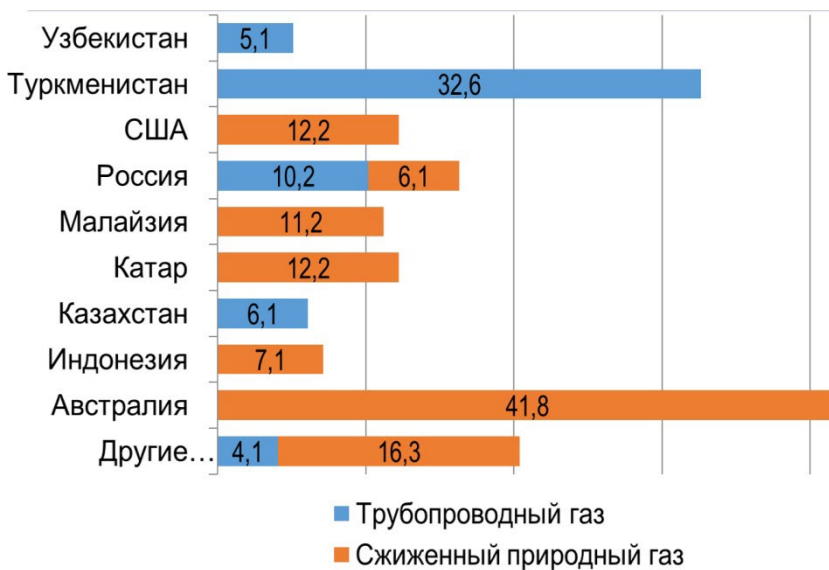


Рис. 11.9. Импорт газа в Китай по странам в 2021г., млрд куб. м

Примечание: По данным: As of 2021, China imports more liquefied natural gas than any other country. Hellenic shipping news, 04.05.2022. – URL: <https://www.hellenicshippingnews.com/as-of-2021-china-imports-more-liquefied-natural-gas-than-any-other-country/> (дата обращения 07.10.2022)

Таким образом, есть все предпосылки для наращивания поставок газа в Китай из регионов Азиатской России. Этому способствует активная государственная политика в части замещения угля газом, стимулирование государством роста доли газа в национальном энергобалансе, а также благоприятные макроэкономические факторы, включая темпы роста китайской экономики.

** Рынки СПГ: поставки из регионов Дальневосточного федерального округа*

Рынок СПГ растет стремительными темпами, его доля в мировой торговле газом выросла за последнее десятилетие с 29% до 38% и продолжает расти. В 2020 г. по объемам экспорта СПГ Россия заняла четвертую позицию в мировом рейтинге, уступив Катару, Австралии и США. Российский экспорт вырос за счет запуска двух линий завода «Ямал-СПГ», а также наращивания мощности на проекте «Сахалин–2». Крупнейшими покупателями российского СПГ в 2020 г. стали Япония (8,4 млрд куб. м), Китай (6,9 млрд куб. м) и Франция (5 млрд куб. м); на их долю пришлось 50,3% экспортных поставок сжиженного газа¹.

В регионах Азиатской России сосредоточен ряд действующих и перспективных СПГ-проектов (табл. 11.6). Крупнейшим российским поставщиком сжиженного газа в АТР является контролируемая ПАО «Газпром» компания «Сахалин Энерджи». Газ поставляется с СПГ-завода «Сахалин-2». Дефицит газа накладывает ограничения на расширение этого проекта, а именно, строительство его третьей линии, хотя проектная документация третьей линии разработана и прошла государственную экспертизу.

В 2021 г. «Сахалин Энерджи» произвела и отгрузила 10,4 млн т СПГ. При этом доля сахалинского СПГ составила около: 2,8% общемирового спроса на СПГ, 3,8% – в АТР, 8,2% – в Японии, 4,5% – в Южной Корее, 7,1% – в Тайване, 1,2% – спроса в Китае².

¹ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году». – URL: https://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/74a/GD_msb-2020.pdf (дата обращения: 25.11.2022).

² Сахалин Энерджи. Сайт компании. – URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/overview/> (дата обращения 07.11.2022).

Таблица 11.6

Действующие и перспективные СПГ-проекты в регионах Азиатской России

Название проекта	Компания-оператор	Расположение	Мощность, млн т	Год запуска
1. Действующие проекты				
Сахалин-2	Газпром	Дальний Восток	9,6	2009
Ямал СПГ	НОВАТЭК	п-ов Ямал	16,5	2018
Ямал СПГ (4-я очередь)	НОВАТЭК	п-ов Ямал	0,9	2021
2. Проекты на стадии строительства				
Арктик СПГ-2	НОВАТЭК	п-ов Ямал Гыданский п-ов	19,8	2023– 2025
3. Вероятные проекты				
Обский СПГ	НОВАТЭК	п-ов Ямал	5–6	после 2024
Арктик СПГ-1	НОВАТЭК	п-ов Ямал	19,8	после 2027
Якутск СПГ	ЯТЭК	Якутия	17,7	2026– 2027
Дальневосточный СПГ	Роснефть-Еххон	Дальний Восток	6,2	2027– 2028
4. Возможные проекты				
Арктик СПГ-3	НОВАТЭК	п-ов Ямал	19,8	нет данных
Сахалин-2 (расширение)	Газпром	Дальний Восток	5,4	после 2027

Сахалин стал первым российским регионом, в котором был реализован крупнотоннажный СПГ-проект. Коммерческий успех проекта привел к намерениям увеличить производительность установки за счет строительства третьей линии «Сахалин-2». Основной объем поставок с проекта осуществляется на японский рынок.

В 2020 г. Япония импортировала 74,4 млн т СПГ и является крупнейшим мировым рынком сжиженного газа. Однако в 2021 г. в стране был заявлен план по продвижению чистой энергии (ветроэнергетика и солнечная энергетика) в качестве альтернативы

природному газу. По некоторым оценкам, это может привести к падению спроса на СПГ в Японии на 25 млн т к концу текущего десятилетия¹.

Таким образом, в долгосрочной перспективе следует ожидать падения спроса на СПГ в Японии и роста доли Китая на рынке СПГ. Согласно прогнозным оценкам, приведенным в «Долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» (табл. 11.7), ключевыми потенциальными направлениями поставок СПГ из регионов Азиатской России следует рассматривать Китай, Индию, Японию, Южную Корею, Тайвань и Сингапур.

Таблица 11.7

Прогноз спроса на СПГ в АТР

Регион	2030 (низкий сценарий)	2030 (высокий сценарий)
Китай	37	110
Индия	54	116
Япония, Республика Корея, Тайвань, Сингапур	141	189

Примечание: По данным: Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации. Утв. распоряжением Правительства от 16 марта 2021 г. – № 640-р. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400381407/> (дата обращения: 04.11.2022).

11.6.3. Нефтяной и газовый субсекторы России

** Нефтяной субсектор: основные тренды развития и пространственная динамика производственной активности*

Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на начало 2021 г. учитывается более 31,4 млрд т нефти (19 млрд т – по категориям А+В1+С1 и 12,4 млрд т – по категориям В2+С2) и 3,98 млрд т

¹ Global LNG Market Faces Shakeup From Japan's Green Shift. Bloomberg – 2021. – URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-07-26/japan-s-green-ambitions-threaten-the-lng-market-it-helped-create> (дата обращения 27.10.2022).

конденсата, которые располагаются в недрах 3267 месторождений. Российская сырьевая база жидких углеводородов отличается значительной неравномерностью распределения запасов – в 12 уникальных и 183 крупных многопластовых месторождениях сосредоточено более 70% запасов, расположенных преимущественно на территории ХМАО-Югра и ЯНАО [17].

В России ключевую роль в сырьевой базе жидких углеводородов играет Западно-Сибирская нефтегазовая провинция (НГП), включающая ХМАО-Югру, ЯНАО, Тюменскую область (юг) и регионы Сибирского ФО (Омская, Томская, Новосибирская области и часть Красноярского края), на территории которых сосредоточено две трети запасов нефти и конденсата страны. Наиболее крупные и высокодебитные запасы нефти, которые эксплуатируются уже в течение многих лет, приурочены к неокомскому нефтегазоносному комплексу – Приобское, Самолорское, Усть-Балыкское, Приразломное, Мамонтовское месторождения. Растет добыча нефти из трудноизвлекаемых запасов ачимовского, баженово-абалакского, васюганского нефтегазоносных комплексов.

В пределах Лено-Тунгусской НГП, охватывающей территорию Сибирского и Дальневосточного федеральных округов (Красноярский край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия)), разведано 9,3% запасов жидких углеводородов страны. В двух уникальных месторождениях – Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском – сосредоточена почти половина запасов нефти провинции, примерно половина конденсата – в газоконденсатном Ковыктинском месторождении.

В перспективе ожидается повышение роли освоения шельфа. Суммарно на шельфе России разведано около 5% запасов нефти и 8,5% запасов конденсата страны. Степень изученности российских акваторий неоднородна, сравнительно хорошо исследованы акватории Каспийского и Азовского морей, Охотского моря (в районе о. Сахалин), прибрежная часть северных морей – Баренцева и Печорского. Шельф остальных арктических морей малоизучен. Две трети запасов нефти шельфа Охотского моря приурочено к двум крупным нефтегазоконденсатным месторождениям – Аркутун-Дагинское и Пильтун-Астохское; крупные запасы конденсата заключены в Южно-Кирином и Южно-Лунском месторождениях.

Основным нефтедобывающим регионом России является Уральский федеральный округ. Месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО-Югра) являются основными поставщиками жидкого топлива, на их долю приходится около 45% российской добычи. На четырех уникальных по объему запасов месторождениях – нефтяные Приобское и Приразломное, нефтегазоконденсатные Самотлорское и Красноленинское – суммарно добывается более 30% нефти ХМАО-Югры и 14,3% – российской.

Еще 7,5% нефти извлекается на месторождениях Ямало-Ненецкого АО (ЯНАО). К основным центрам добычи следует отнести Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения. В настоящее время в регионе отмечается рост добычи, что обусловлено запуском крупных проектов.

На месторождениях Сибирского ФО добывается около 9% российской нефти (8,9% в 2020 г.). Основной вклад обеспечивают месторождения Красноярского края (4,1%) и Иркутской области (3,5%).

В Дальневосточном ФО основным источником нефти выступают месторождения Республики Саха (Якутия), а также Сахалинской области. Более половины нефти добывается на Талаканском месторождении, к крупным объектам региона также относятся Северо-Талаканское и Среднеботуобинское; все они расположены в пределах Республики Саха (Якутия).

В период с 1990-х годов доля Азиатской России в общей региональной структуре добычи нефти остается достаточно стабильной: на уровне 70%, варьируясь в разные годы в диапазоне 69–72% (рис. 11.10). Эту стабильность удастся поддерживать во все большей степени за счет увеличения добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Так, добыча нефти в Сибирском ФО выросла с 7,0 млн т в 2000 г. (основной объем которой обеспечивала Томская область) до 53,1 млн т в 2018 г. (основная добыча – в Красноярском крае и Иркутской области). В Дальневосточном ФО добыча выросла с 3,8 млн т в 2000 г. до 34,1 млн т в 2019 г. Этот рост был достигнут за счет развития добычи в Якутии и на шельфе Сахалина (рис. 11.11).

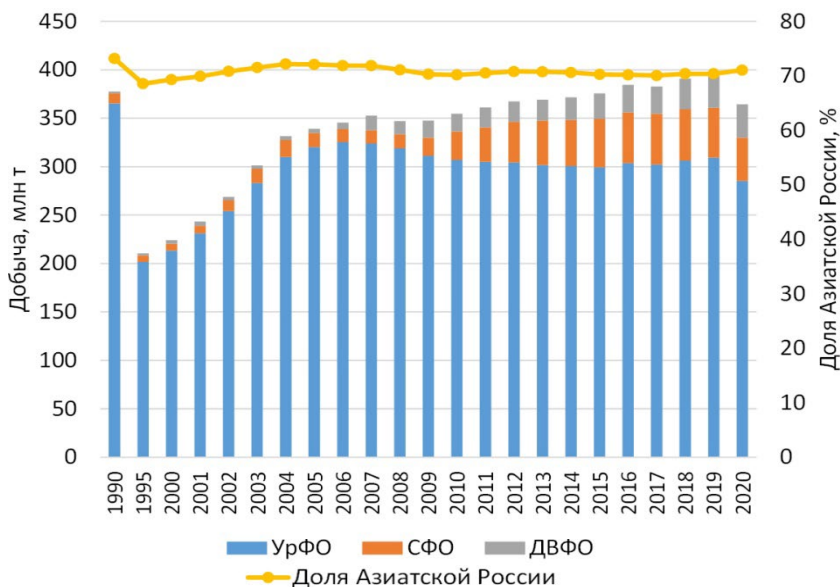


Рис. 11.10. Динамика добычи нефти, включая газовый конденсат, в Азиатской России в 1990–2020 гг., млн т., %

Примечание: Федеральная служба государственной статистики – Росстат.

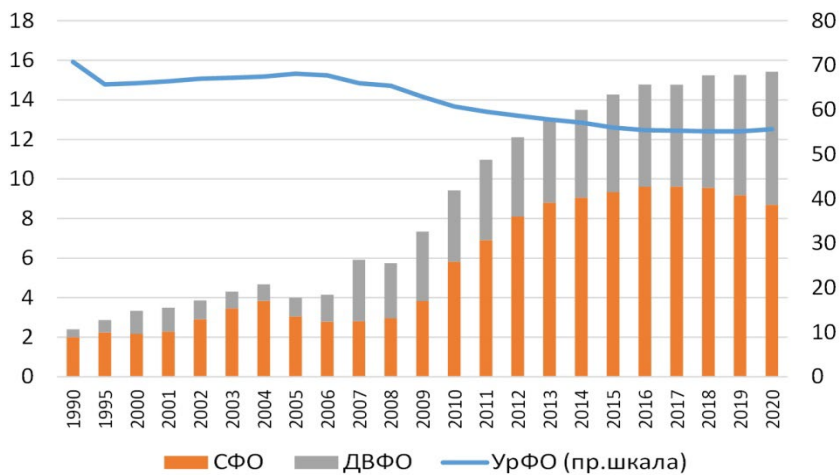


Рис. 11.11. Структура добычи нефти, включая газовый конденсат: доля федеральных округов Азиатской России в 1990–2020 гг., %

В Азиатской России располагается основная часть эксплуатационного фонда нефтяных скважин (рис. 11.12). Причем большая доля приходится на ХМАО (около 47% от общего фонда скважин в России в 2020 г.), общая доля Сибирского ФО и Дальневосточного ФО значительно меньше (около 3,9%).

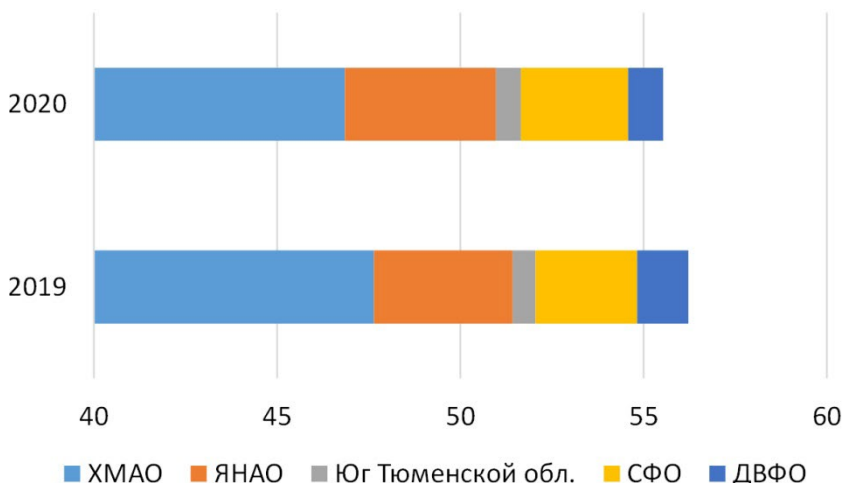


Рис. 11.12. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин в Азиатской России: пространственная структура в 2019–2020 гг., %

Примечание: Федеральная служба государственной статистики – Росстат.

Несмотря на значительный рост объемов добычи нефти в Восточной Сибири (сейчас более 10% от добычи нефти и конденсата в России), основная производственная активность (в части создания ключевых производственных активов – бурения новых добывающих скважин) остается в Западной Сибири (прежде всего в Тюменской области, включая округа). Здесь бурится около 80% всех новых скважин (рис. 11.13). Причем основные объемы приходятся на один субъект Федерации – ХМАО (более 60% всех пробуренных скважин в период 2012–2020 гг.). При этом в целом доля Восточной Сибири в бурении скважин имеет тенденцию к росту с 4,5% в 2012 г. до 9% в 2020 г.

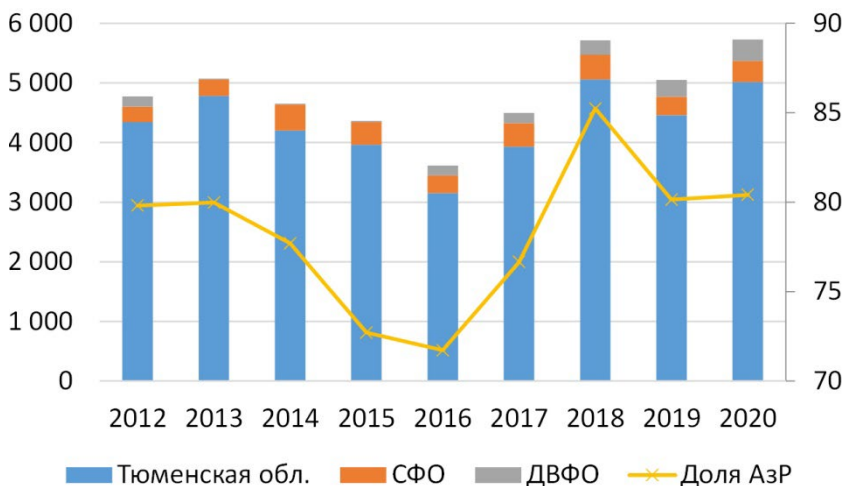


Рис. 11.13. Скважины, сланные нефтегазодобывающим предприятиям в 2012–2020 гг., шт.

Примечание. Федеральная служба государственной статистики – Росстат.

Значительная часть новых проектов освоения нефтегазовых месторождений находится в труднодоступных районах, далеких от промышленных центров, с отсутствием инфраструктуры. Для разработки таких объектов нефтегазовые компании формируют кластеры, объединяющие месторождения по территориальному принципу, позволяющие существенно сократить удельные издержки и ввести в разработку давно открытые, но «замороженные» ранее месторождения.

Самым крупным кластером с начала 2020 г. стал проект «Восток Ойл», включивший месторождения Ванкорской группы (Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное), Пайяхскую группу месторождений, а также перспективные площади Красноярского края и полуострова Таймыр. Арктический проект «Восток Ойл» инициирован ПАО «НК «Роснефть» в рамках реализации национального проекта для обеспечения грузопотока по Северному морскому пути. Общий ресурсный потенциал кластера превышает 5 млрд т, нефть месторождений легкая и малосернистая, по качественным характеристикам превосходящая нефть марки Brent.

Согласно проектным данным, к 2024 г. месторождения кластера обеспечат 25 млн т, в 2027 г. – 50 млн т, к 2030 г. – 100 млн т нефти. В 2020 г. введенные ранее в эксплуатацию месторождения Ванкорского кластера: Ванкорское, Сузунское и Тагульское суммарно обеспечили добычу 14,7 млн т. На первых двух месторождениях кластера добыча нефти достигла полки; на Тагульском продолжаются работы по бурению новых эксплуатационных скважин, выход на проектную мощность ожидается в 2023 г. В 2018–2020 гг. велись работы по подготовке к вводу в эксплуатацию Лодочного месторождения и поисково-оценочное бурение на Западно-Иркинском участке полуострова Таймыр [17].

Освоение Пайяхской группы месторождений на севере Красноярского края, также вошедших в проект «Восток Ойл», ожидается к 2030 г. АО «ННК-Таймырнефтегаздобыча» в 2019 г. приступило к подготовке к эксплуатации объекта. Промышленная добыча начнется в 2024 г., достичь проектный уровень добычи планируется к 2030 г. Нефть месторождения будет отправляться на экспорт по Северному морскому пути в Европу и Азию. Планируемый первоначальный объем ежегодной добычи – 26 млн т с возможностью увеличения до 50 млн т.

Другой крупный нефтегазовый кластер – Эргинский – располагается в Западной Сибири и включает в себя Эргинский лицензионный участок Приобского месторождения, а также Западно-Эргинское, Кондинское, Ендырское и Чапровское месторождения, расположенные в ХМАО-Югра. Балансовые (извлекаемые) запасы нефти кластера составляют 299 млн т, из которых 90% относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Для их освоения необходимо использование современных технологий по увеличению нефтеотдачи, методов ГРП (гидроразрыва пласта), бурение горизонтальных скважин. Нефть месторождений легкая, малосернистая, соответствующая марке Siberian Light. В 2019 г. ПАО «НК «Роснефть»» ввела в эксплуатацию Западно-Эргинское месторождение, оно стало вторым разрабатываемым объектом в кластере, после Кондинского. Максимальный ожидаемый уровень добычи нефти составляет 8,8 млн т в год. В конце 2019 г. началось эксплуатационное бурение на подготавливаемом к освоению Чапровском месторождении.

Восточная Сибирь является одним из стратегических регионов развития ПАО «Газпром нефть». Освоение Чонских месторождений (Игнялинское, Тымпучиканское и Вакунайское), извлекаемые запасы которых превышают 213 млн т нефти, является ключевым проектом компании в этом регионе. Эти месторождения отличает сложность геологического строения и необходимость значительных капиталовложений в инфраструктурные объекты. В 2018 г. первая нефть Игнялинского месторождения поступила в нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан», промышленная эксплуатация ожидается с 2027 г. (По Тымпучиканскому и Вакунайскому месторождениям технические решения пока не приняты.)

С 2017 г. ООО «Технологический центр “Бажен”», дочернее предприятие ПАО «Газпром нефть», объединил в «баженковский» кластер три группы месторождений ХМАО – Пальяновская площадь Краснотинского месторождения, пять лицензионных участков Няганской группы и три участка Салымского месторождения. Работы ведутся в рамках национального проекта «Создание комплекса технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты», основной задачей которого является создание как минимум 15 новых технологических решений по разработке запасов баженовской свиты. Согласно предварительному проекту, коммерческая добыча нефти ожидается в 2025 г.

Смещение добычи нефти во все более высокие северные широты и дальше на восток определяют в том числе повышение удельных издержек, рост объема инвестиций. Такое положение связано как с созданием новой инфраструктуры – магистральных трубопроводов, так и с усложнением условий добычи и горно-геологических характеристик запасов, вовлекаемых в хозяйственный оборот.

** Газовый субсектор: особенности сырьевой базы и перспективы добычи*

Россия обладает крупнейшей в мире сырьевой базой природного газа, располагая 25% мировых запасов. Извлекаемые запасы свободного газа и газа газовых шапок составляли на начало 2021 года 47 667,7 млрд м³ по категориям А+В1+С1 и 23 351,7 млрд м³ – по категориям В2+С2. Для российской сырьевой базы газа характерна высокая степень неравномерности территориального рас-

пределения запасов: более 80% запасов заключено в 19 уникальных и 74 крупных месторождениях, сконцентрированных на территории Ямало-Ненецкого АО и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры [17].

Уральский ФО традиционно занимает лидирующие позиции в стране по добыче свободного газа, на его долю приходится около 83% отечественной газодобычи (более 81% – в ЯНАО). В Надым-Пур-Тазовском районе Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП) в Ямало-Ненецком АО расположены уникальные нефтегазоконденсатные месторождения, среди которых самые продуктивные: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Южно-Русское, Бованенковское.

Основные объемы газодобычи поступают из сеноманского нефтегазового комплекса. Его залежи уникальны по объему запасов и содержат сухой энергетический газ, который легко извлекается и не требует переработки. В настоящее время наметилась тенденция к снижению газодобычи сеноманского газа, возрастает доля низконапорного газа и трудноизвлекаемых запасов.

Частичной компенсацией снижения газодобычи на уникальных месторождениях Надым-Пур-Тазовского района должна стать разработка трудноизвлекаемых ачимовских, валанжинских, сеномантуронских нефтегазовых залежей. Пока добыча в промышленных масштабах ведется только из ачимовских отложений Уренгойского месторождения, где в 2020 г. было добыто 14,1 млрд куб. м (11,7% суммарного объема добычи по месторождению в целом).

Растет роль других газоносных районов провинции – на полуострове Ямал, в Гыдано-Хатангском районе и на шельфе Карского моря формируется новый центр газодобычи. В 2020 г. добыча велась только на полуострове Ямал, где разрабатывалось гигантское Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (объем добычи – 99,3 млрд куб. м). По проекту на месторождении будет добываться около 140 млрд куб. м газа, что выведет его в лидеры российской газодобычи. К 2030 г. на полуострове планируется добывать 310–360 млрд куб. м газа.

В месторождениях Лено-Тунгусской НГП и Лено-Виллюйской НГП, охватывающих территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и основную часть Красноярского края, заключено около 13% российских запасов свободного газа. Среди 70 место-

рождений Лено-Тунгусской НПП уникальными по масштабу являются Ковыктинское (Иркутская обл.), Юрубчено-Тохомское (Красноярский край), Чаяндинское (Якутия).

В период с 1990-х годов доля Азиатской России в общей региональной структуре добычи газа остается достаточно стабильной на уровне более 90%, варьируясь в диапазоне 92–94% (рис. 11.14). Эта стабильность поддерживается в том числе за счет увеличения добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Но вклад восточных регионов в добычу газа пока менее заметен, чем в прирост добычи нефти: доля двух восточных федеральных округов находится на уровне 7–8% в общей добыче газа в России (рис. 11.15). Вклад Сибирского ФО и Дальневосточного ФО может существенно возрасти в связи с началом полномасштабной добычи на Чаяндинском месторождении, с развитием добычи на Ковыктинском месторождении (Иркутская область) и реализацией новых проектов на шельфе Сахалина.

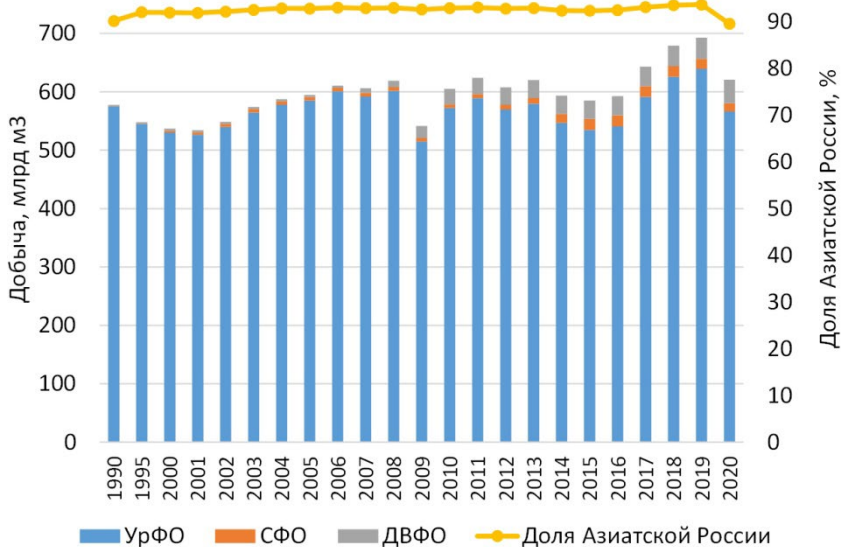


Рис. 11.14. Динамика добычи газа (включая попутный газ) в Азиатской России в 1990–2020 гг., млрд куб. м, %

Примечание: Построено авторами по данным федеральной службы государственной статистики – Росстат

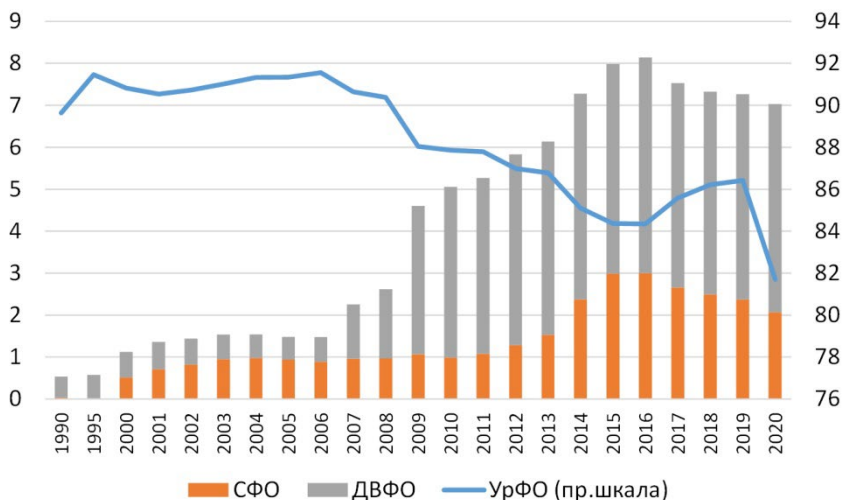


Рис. 11.15. Структура добычи газа: доля федеральных округов Азиатской России в 1990–2020 гг., %

В настоящее время российские газодобывающие компании в основном продолжают работы по уже действующим крупным проектам. Наиболее значимым из них остается «Мегапроект Ямал», в рамках которого ПАО «Газпром» создает новый центр газодобычи в России. Он включает в себя три промышленных зоны освоения – Бованенковскую, Тамбейскую и Южную, в пределах которых расположено 32 месторождения с суммарными запасами газа 26,5 трлн куб. м; их ввод в эксплуатацию позволит к 2030 г. добывать на полуострове Ямал до 360 млрд куб. м природного газа.

На крупнейшем месторождении региона, Бованенковском, продолжается активное освоение сеноман-аптских залежей. Проектный уровень добычи газа на осваиваемых горизонтах составляет 115 млрд куб. м (в 2020 г. добыто 99,3 млрд куб. м). В перспективе проектный уровень должен увеличиться до 145 млрд куб. м в год за счет подключения неоком-юрских залежей¹.

¹ Бованенковское месторождение. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovskoye/> (дата обращения 07.11.2022).

Другим опорным месторождением Бованенковской зоны освоения станет Харасавэйское, полномасштабное освоение которого началось в 2019 г. Уникальное по объему запасов газа месторождение расположено на полуострове, и, частично, на шельфе Карского моря. В первую очередь предполагается разработка сеноман-аптских залежей, эксплуатация которых начнется в 2024 г. Максимальный годовой уровень добычи планируется достичь к 2042 г., он составит более 56 млрд куб. м газа и 2,6 млн т конденсата. Проектом освоения месторождения предусмотрено бурение 236 эксплуатационных скважин, строительство установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции, транспортной и энергетической инфраструктуры. Скважины для разработки морской части месторождения будут буриться с берега. Для транспортировки добытого газа будет построен газопровод протяженностью более 100 км до Бованенковского месторождения. Затем газ будет поступать в единую систему газоснабжения России.

На востоке страны ПАО «Газпром» реализует еще один мегапроект – создание четырех крупных центров газодобычи (Сахалинского, Иркутского, Якутского и Красноярского) с единой системой транспортировки по газопроводу «Сила Сибири». Первым из них начал работу *Якутский центр газодобычи*, где в конце 2019 г. после запуска первой очереди газопровода «Сила Сибири», началась добыча на уникальном по объему запасов газа Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. В 2020 г. на нем продолжилось бурение эксплуатационных скважин и строительство энергетических объектов, транспортной инфраструктуры. Выход на полку в 25 млрд куб. м предполагается в 2024 г. Газ с Чаяндинского месторождения поступает российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай.

В конце 2022 г. подача газа по газопроводу «Сила Сибири» начнется еще с одного месторождения – Ковыктинского, на основе которого формируется *Иркутский центр газодобычи*. Согласно технологической схеме разработки, на проектный уровень газодобычи месторождение должно выйти в 2026 г. с объемом 27,2 млрд куб. м газа¹. *Сахалинский центр газодобычи «Сахалин-3»* форми-

¹ Ковыктинское месторождение. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/kovyktinskoye/> (дата обращения 07.11.2022).

руется на базе газовых месторождений, расположенных на шельфе: Киринского, Южно-Киринского, Южно-Лунского и Мынгинского. Проект является основной ресурсной базой для газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». В 2018–2020 гг. ПАО «Газпром» вело добычу газа на основном месторождении проекта, Киринском, с подводного добычного комплекса¹. Проектный уровень добычи газа на месторождении составит 21 млрд куб. м.

В целом проектное увеличение добычи газа на ключевых новых российских месторождениях (Чаяндинском, Ковыктинском, Харасавэйском, Южно-Киринском) к середине 2020-х годов суммарно обеспечит более 100 млрд куб. м газа.

11.6.4. Инвестиции в НГК. НГК (добыча нефти и газа, оказание услуг – нефтегазовый сервис) занимает ключевое место во многих показателях по виду экономической деятельности (ВЭД) «Добыча полезных ископаемых» (что эквивалентно концепции минерально-сырьевого комплекса – МСК), включая объемы добычи сырья (в стоимостном выражении), инвестиции в основной капитал. Так, доля НГК в период 2014–2019 гг. находилась на уровне 82–88% от инвестиций всего МСК (рис. 11.16).

При этом доля НГК в общем объеме инвестиций в основной капитал по полному кругу хозяйствующих субъектов (по всем ВЭД) находится на уровне 13,5–16,4% (в 2014–2019 гг.), достигнув 2,7 трлн руб. (рис. 11.17).

Размещение основных российских запасов и ресурсов УВС в Азиатской части России и высокая капиталоемкость добычи УВС определяют исключительную важность НГК с точки зрения его роли в общей инвестиционной «программе» Азиатской России.

Новые (но пока еще только перспективные) проекты освоения нефтегазовых ресурсов и те, реализация которых уже началась (в силу длительности инвестиционного периода и высокой капиталоемкости), требуют большого объема инвестиций. При этом инвестиции НГК занимают существенную долю в общих инвестициях по всем ВЭД.

¹ Проект «Сахалин-3». – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/> (дата обращения: 07.11.2022).

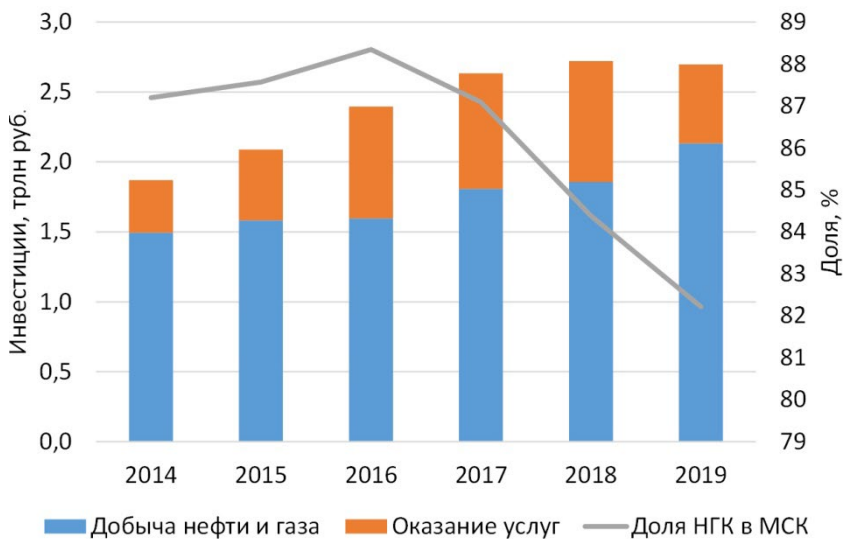


Рис. 11.16. Инвестиции в основной капитал по видам экономической деятельности по полному кругу хозяйствующих субъектов в минерально-сырьевой комплекс страны в 2014–2019 гг., трлн руб.

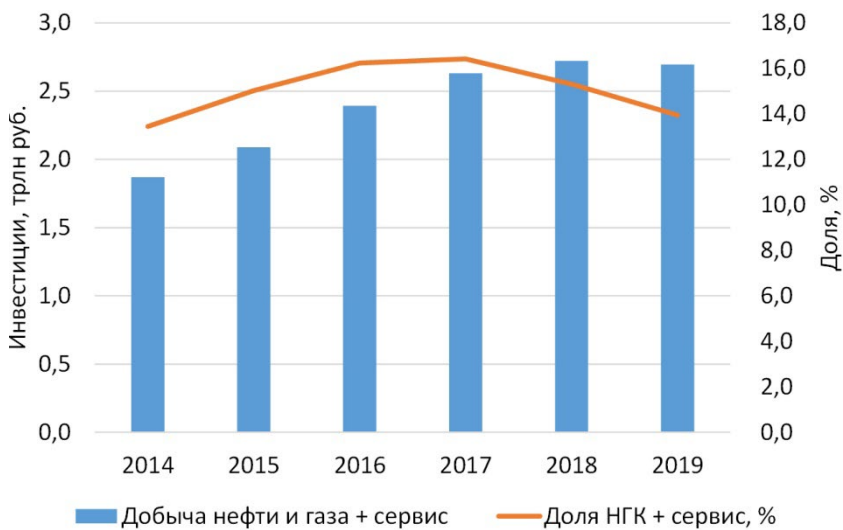


Рис. 11.17. Инвестиции в основной капитал по видам экономической деятельности в 2014–2019 гг., трлн руб., %

Потенциально инвестиции НГК имеют большой мультипликативный эффект, который в современных условиях в большей степени локализуется за пределами Азиатской России (в Европейской части страны и за рубежом) через поставки оборудования, материалов, оказание услуг. В этом контексте одна из ключевых проблем социально-экономического развития Азиатской России – создание механизмов, стимулирующих развитие местных поставщиков высокотехнологичных услуг и наукоемкого оборудования для нужд минерально-сырьевого комплекса в целом и НГК, в частности. Такие механизмы должны быть связаны в том числе с развитием научно-технологических полигонов (в регионах добычи УВС), нефтепромышленных кластеров.

11.6.5. Сценарии развития НГК в Азиатской части России.

Сценарии развития НГК в России и ее Азиатской части зависят от целого ряда факторов и исходных предпосылок (табл. 11.8).

** Перспективы добычи нефти по трем сценариям.* С точки зрения перспектив добычи нефти в Азиатской России определяющее значение имеют:

- разработка новых технологий, способных стабилизировать добычу на выработанных месторождениях, прежде всего в Западной Сибири;

- темпы освоения новых трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в Западной Сибири, прежде всего на территории ХМАО (в том числе Баженовской свиты), которые в существенной степени зависят от разработки экономически эффективных технологий добычи;

- темпы освоения новых запасов в Восточной Сибири, прежде всего реализация проекта «Восток Ойл». Согласно проектным данным, к 2024 г. месторождения этого кластера обеспечат добычу 25 млн т, в 2027 г. – 50 млн т, к 2030 г. – 115 млн т нефти. С учетом уже имеющихся мощностей добычи (в рамках Ванкорского кластера) предполагается увеличение объемов добычи более, чем на 90 млн т к 2030 г. При этом имеют место риски, связанные с подтверждением запасов и ресурсов, отставанием в проведении геологоразведочных работ, ограничением экспортных поставок.

**Сценарии развития НГК в Азиатской части России:
исходные предпосылки**

Фактор	Сценарий		
	Пессимистический	Базовый	Оптимистический
Темпы роста экономики России	Низкие	Средние	Высокие
Спрос на нефть и газ на мировых рынках	Ограничивает добычу	Умеренно ограничивает	Не ограничивает добычу
Соглашение ОПЕК+	Ограничивает добычу нефти	Умеренно ограничивает	Слабо ограничивает добычу нефти
Санкции (по отношению к ТРИЗ и шельфу)	Усиление санкций	Стабилизация ситуации	Ослабление санкций
Разработка российских технологий для ТРИЗ и шельфа	Отставание от планов разработки	Российские технологии позволят разрабатывать основную часть ТРИЗ	Разработка высокоэффективных технологий
Новые месторождения и проекты: темпы освоения	Отставание от планов	Освоение по планам и стратегиям	Опережающее развитие
Подтверждаемость запасов (объемы, свойства коллекторов)	Относительно низкая (хуже прогноза)	Прогнозируемая	Высокая

Сценарный прогноз развития нефтегазового комплекса (НГК) в Азиатской части России базируется:

- на данных о ресурсах и запасах углеводородного сырья в Азиатской России;
- на параметрах Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года;
- на данных о крупных проектах нефтегазовых компаний по освоению новых участков недр в Азиатской части России (перспективных и находящихся в начале реализации).

Прогнозная динамика добычи нефти (включая газовый конденсат) в Азиатской части России в рамках трех сценариев (пессимистический, базовый и оптимистический) представлена на рис. 11.18.

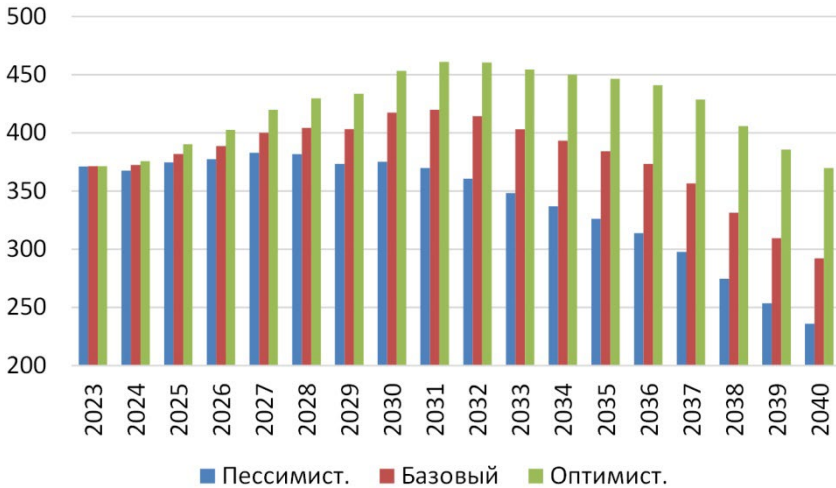


Рис. 11.18. Прогноз добычи нефти в Азиатской части России: сценарии 2023–2040 гг., млн т

Примечание: По данным: АО «СНИИГГиМС». – URL: <https://rusgeology.ru/subdivision/sniiggims/> (дата обращения 12.10.2022)

Согласно базовому и оптимистическому сценариям, суммарная добыча жидких углеводородов в Азиатской части России с 2023 по 2040 год составит 6,8 и 7,6 млрд т, соответственно. Пик добычи приходится на 2031 год и ожидается на уровне 420 млн т для базового и 461 млн т – для оптимистического сценария. Затем отбор начинает падать – в основном, за счет сокращения добычных мощностей в Тюменской области.

Согласно пессимистическому сценарию, суммарная добыча жидких углеводородов в Азиатской части России с 2023 по 2040 год составит 6,1 млрд т. Пиковый отбор приходится на 2027 г. и ожидается на уровне 383 млн т, затем добыча начинает падать – в основном, за счет истощения части старых месторождений и низких темпов ввода в разработку новых участков недр.

Согласно базовому сценарию, суммарная добыча жидких углеводородов с 2023 г. по 2040 г. в Тюменской области составит 4,9 млрд т, в Сибирском федеральном округе – 1,4 млрд т, в Дальневосточном федеральном округе – 0,5 млрд т (рис. 11.19). Максимальный годовой объем извлекаемого сырья в Тюменской обла-

сти приходится на 2031 г. и ожидается на уровне 307 млн т, затем добыча начинает падать – в основном, за счет сокращения добычных мощностей в Ханты-Мансийском автономном округе.

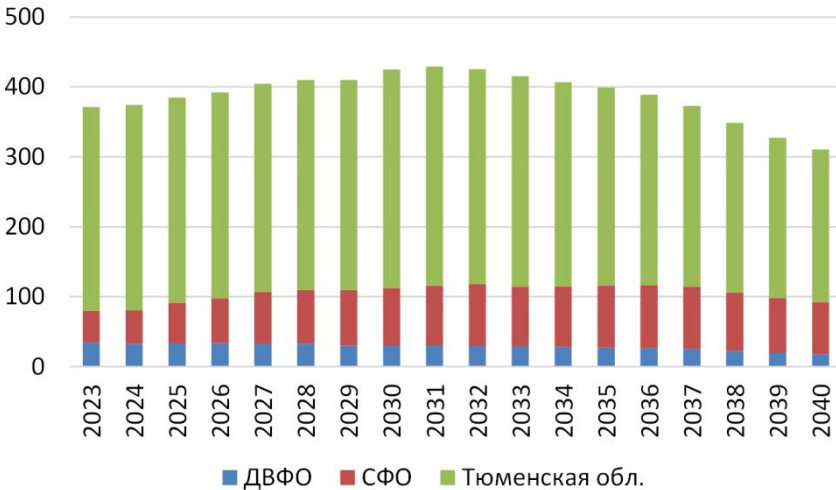


Рис. 11.19. Прогноз динамики добычи нефти (включая газовый конденсат) в макрорегионах Азиатской России (базовый сценарий), 2023–2040 гг., млн т

Примечание: По данным: АО «СНИИГГиМС». – URL: <https://rusgeology.ru/subdivision/sniiggims/> (дата обращения: 12.10.2022).

Пиковая добыча в СФО прогнозируется на уровне 89–90 млн т и приходится на 2036 г. Дальнейшее снижение обусловлено общим падением темпов отбора на действующих в настоящий момент месторождениях. Ожидается, что добыча жидких углеводородов в ДВФО в 2023 г. составит 35 млн т и будет снижаться. Это объясняется сокращением запасов на старых промыслах и низкими темпами ввода в разработку новых месторождений.

* *Перспективы добычи газа по трем сценариям.* С точки зрения перспектив добычи газа в Азиатской России ключевое значение имеют:

- ограничения поставок газа на экспорт, прежде всего в европейском направлении;
- темпы разработки запасов полуострова Ямал;

– освоение газовых ресурсов Восточной Сибири, прежде всего, Чаяндынского (Якутия) и Ковыктинского (Иркутская обл.) месторождений;

– разработка новых участков на шельфе Сахалина (прежде всего, проект «Сахалин-3»);

– добыча и использование попутного нефтяного газа (ПНГ), вовлекаемого в хозяйственный оборот в рамках проекта «Восток Ойл» (поскольку большой прирост добычи нефти вызовет значительный прирост добычи ПНГ).

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г., объем добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке должен вырасти к 2024 г. в 2,6 раза (по отношению к производству в 2018 году), а к 2035 г. – в 4,2 раза. Такой существенный рост добычи должен быть обеспечен, прежде всего, за счет ввода в эксплуатацию таких крупных объектов, как Чаяндынское и Ковыктинское месторождения в Восточной Сибири и реализации новых проектов на шельфе острова Сахалин.

При этом объем производства СПГ в России должен вырасти с 18,9 млн т в 2018 г. до 46–65 млн т в 2024 г. и 80–140 млн т в 2035 г. (в основном за счет проектов, реализуемых в Азиатской части России). Пропускная способность экспортных газопроводов должна увеличиться в восточном направлении до 38 млрд м³ в 2024 г. и 80 млрд м³ в 2035 г. Рост объемов добычи газа должен обеспечить увеличение уровня газификации регионов России с 68,6% в 2018 г. до 74,7% в 2024 г. и 82,9% в 2035 г.

Согласно базовому и пессимистическому сценариям, суммарная добыча природного газа в Азиатской части России с 2023 по 2040 год составит 11,8 и 10,7 трлн м³ соответственно (рис. 11.20). Пик добычи приходится на 2030 г. и ожидается на уровне 720 млрд м³ для базового и 657 млрд м³ – для пессимистического сценария. Затем отбор начинает падать – в основном, за счет сокращения старых добычных мощностей в Тюменской области.

Согласно оптимистическому сценарию, суммарная добыча природного газа в Азиатской части России с 2023 г. по 2040 г. составит 12,6 трлн м³. Пик отбора приходится на 2037 г. и ожидается на уровне 824 млрд м³, затем добыча начинает падать – в основном, за счет истощения запасов на старых месторождениях.

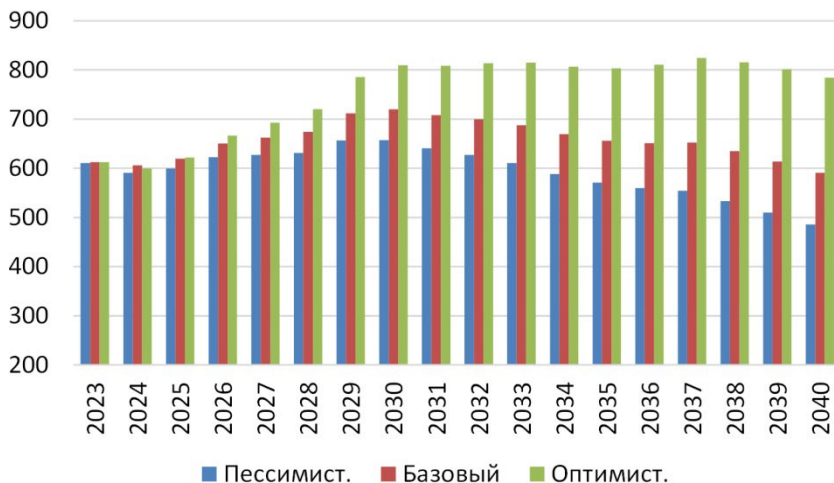


Рис. 11.20. Прогноз добычи газа в Азиатской части России: сценарии, 2023–2040 гг., млрд м³

Примечание: По данным: АО «СНИИГГиМС». – URL: <https://rusgeology.ru/subdivision/sniiggims/> (дата обращения: 12.10.2022).

Согласно базовому сценарию, суммарная добыча природного газа с 2023 г. по 2040 г. в Тюменской области составит 9 трлн м³, в Сибирском федеральном округе – 1,4 трлн м³, в Дальневосточном федеральном округе – 1,4 трлн м³ (рис. 11.21). Ожидается, что добыча природного газа в Тюменской области в 2023 г. составит 553 млрд м³ и будет стабильно снижаться. Это объясняется сокращением запасов на старых промыслах в Ямало-Ненецком автономном округе и низкими темпами ввода в разработку новых месторождений.

Пиковая добыча природного газа в СФО прогнозируется равной 95 млрд м³ и приходится на 2037 г. Дальнейшее снижение обусловлено общим падением темпов отбора на действующих в настоящий момент месторождениях. Максимальный годовой объем извлекаемого сырья в ДВФО приходится на период 2030–2032 гг. и ожидается на уровне около 103 млрд м³, затем добыча начинает падать – в основном, за счет сокращения старых добычных мощностей в Сахалинской области.

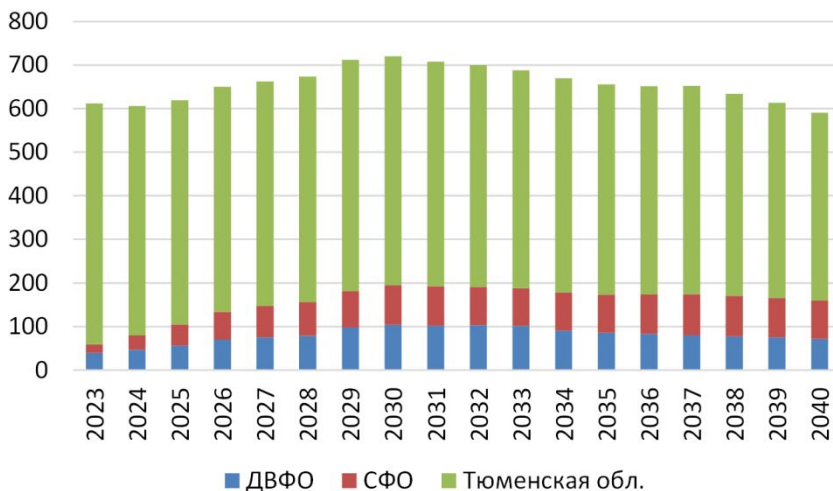


Рис. 11.21. Прогноз динамики добычи газа (включая попутный нефтяной) в макрорегионах Азиатской России (базовый сценарий), 2023–2040 гг., млрд м³

Примечание: По данным: АО «СНИИГГиМС». – URL: <https://rusgeology.ru/subdivision/sniiggims/> (дата обращения 12.10.2022).

11.6.6. Социально-экономические эффекты освоения ресурсов УВС Азиатской России: примеры производства труб для НГК. Как было показано выше, основные объемы УВС в России добываются в ее Азиатской части, прежде всего, в Западной Сибири с общей тенденцией перемещения новых проектов в более высокие арктические широты и на восток страны. При этом на территории Азиатской России в целом и непосредственно в регионах добычи локализуется относительно небольшая часть потенциальных мультипликативных эффектов, связанных с развитием производств, обеспечивающих НГК оборудованием, трубами, материалами. Во многом характерный и показательный пример – связь НГК Азиатской России, с одной стороны, и металлургии (в части производства труб для НГК), с другой стороны.

Крупнейшими производителями трубной продукции для нефтегазового сектора России являются АО «Объединенная металлургическая компания» (ОМК), ПАО «Трубная металлургическая компания» (ТМК), ПАО «Челябинский трубопрокатный за-

вод» (ЧТПЗ, в 2021 г. вошел в состав ТМК) и ПАО «Северсталь». На долю этих компаний (по данным на конец 2018 г.) приходилось 88% производства труб¹.

◇ АО «Объединенная металлургическая компания». В состав ОМК входят шесть предприятий металлургической и машиностроительной отраслей. Предприятия расположены на территории Приволжского (4 предприятия), Уральского (1 предприятие) и Центрального (1 предприятие) федеральных округов. В 2020 г. предприятиями ОМК произведено 1535 тыс. т трубной продукции, 389 тыс. т труб большого диаметра (снижение 35% к уровню 2019 г.), 1146 тыс. т труб малого и среднего диаметра, 352 тыс. т обсадных труб, 242 тыс. т профильных труб и 411 тыс. т нефтегазопроводных труб (прирост 11% к уровню 2019 г.).

По производству нефтегазопроводных труб ОМК занимает третье место в России, а по трубам большого диаметра и обсадным трубам – первое место. Компания располагает сетью офисов продаж и складов готовой продукции в Москве, Нижнем Новгороде, Самаре, Казани, Уфе и Екатеринбурге.

Производство трубной продукции для ТЭК в структуре ОМК обеспечивают:

- Выксунский завод (г. Выкса, Нижегородская область) – выпуск обсадных и насосно-компрессорных труб, а также труб большого диаметра;
- Челябинский завод (АО «Трубодеталь», Челябинская область) – производство соединительных деталей трубопроводов;
- Благовещенский завод (АО «БАЗ», г. Благовещенск, Республика Башкортостан) – производство задвижек, клапанов и затворов.

◇ ПАО «Трубная металлургическая компания». По итогам 2020 г. ТМК заняла лидирующие позиции в трубной отрасли России в сегментах труб для бурения, строительства и эксплуатации скважин, а также транспортировки нефти и газа. Общая

¹ В России растет профицит мощностей по производству труб большого диаметра // Ведомости. – 2018. 11 декабря. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/12/11/789026-proizvodstvu-trub> (дата обращения: 08.11.2022).

доля компании на российском трубном рынке составила 23%¹. Крупнейшими покупателями продукции ТМК в России являются: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть»» и ПАО «Сургутнефтегаз». Объем отгруженной продукции этим компаниям в 2020 г. составил 41% от общего объема реализованной продукции по компании в целом. По итогам 2020 г. доля ТМК в поставках труб большого диаметра на российский рынок составила 11%.

В состав российского дивизиона ТМК входят 12 металлургических, трубных и машиностроительных заводов. В их числе 6 трубных заводов – Волжский трубный завод (г. Волжский), Северский трубный завод (г. Полевской, Свердловская область), Синарский трубный завод (г. Каменск-Уральский, Свердловская область), «ТМК-Казтрубпром» (Казахстан, г. Уральск), ЧТПЗ (г. Челябинск), Первоуральский новотрубный завод (г. Первоуральск, Свердловская область).

Также в структуру ТМК входит компания «ТМК Нефтегазсервис» (г. Екатеринбург), которая является управляющей компанией предприятий нефтегазового сервиса, расположенных в Свердловской, Тюменской и Оренбургской областях. Нефтегазовый сервис представлен Орским машиностроительным заводом (Оренбургская область), предприятием «Трубопласт» (г. Екатеринбург), «ТМК Нефтегазсервис – Бузулук» (Оренбургская обл.), «ТМК Нефтегазсервис – Нижневартовск» (ХМАО). Основная сфера деятельности компании – изготовление и ремонт насосно-компрессорных и обсадных труб, а также оказание сопутствующих услуг нефтегазодобывающим и сервисным предприятиям.

ТМК выполняет поставки трубной продукции в рамках крупных проектов, реализуемых на территории Азиатской России:

– в 2019 г. ТМК открыла постоянное представительство в г. Южно-Сахалинске. В 2020 г. ТМК и компания «Сахалин Энерджи» разработали совместную программу технических мероприятий и график реализации, направленные на развитие сер-

¹ Годовой отчет ТМК за 2020 г. – URL: <https://www.tmk-group.ru/storage/annual-reports/103//godovoi-otcet-2020-rus-1.pdf> (дата обращения: 19.10.2022).

висной и технической поддержки поставок трубной продукции для проекта «Сахалин-2»;

– в 2020 г. ТМК впервые отгрузила в адрес компании «Газпромнефть-Заполярье» для Харасавэйского газоконденсатного месторождения насосно-компрессорные трубы;

– в 2020 г. осуществлялись поставки труб с премиальными резьбовыми соединениями в рамках обустройства Ковыктинского газоконденсатного месторождения;

– в 2020 г. ПАО «Газпром» провел тендер на закупку в 2020–2022 гг. труб в объеме около 1,3 млн т для использования при строительстве газопроводов «Сила Сибири» (участок от Чайядинского до Ковыктинского месторождения), «Бованенково – Ухта». В тендере приняли участие пять поставщиков, включая ТМК, между которыми была разделена поставка.

◇ ПАО «Челябинский трубопрокатный завод». В 2021 г. ПАО «ТМК» было приобретено 86,54% акций ПАО «ЧТПЗ». Частью организационной структуры группы ЧТПЗ являются трубо-магистральный и нефтесервисный дивизионы, обеспечивающие производство трубной продукции, а также изготовление оборудования для нефтедобычи и сервисное обслуживание месторождений. На российском рынке труб большого диаметра доля компании составляет 17%¹. В структуре отгрузок ЧТПЗ в 2020 г. доля ТЭК составляет 54%.

Производство трубной продукции для ТЭК в структуре ЧТПЗ обеспечивают:

– Челябинский трубопрокатный завод – производство сварных труб и бесшовных труб;

– Завод «Ижнефтемаш» (г. Ижевск) – производство штанговых глубинных насосов;

– Первоуральский новотрубный завод – трубная продукция для нефтегазового сектора;

– Завод «Алнас» (г. Альметьевск) – производство установок электропогружных центробежных насосов.

¹ Годовой отчет ЧТПЗ за 2020 г. – URL: <https://chelpipe.ru/upload/iblock/8b9/Godovoy-otchet-Gruppy-CHTPZ-2020.pdf> (дата обращения: 19.10.2022).

В структуру ЧТПЗ входит сеть сервисных центров «Римера-Сервис», оказывающих сервисные услуги буровым и добывающим компаниям (в Азиатской России предприятия сети расположены в ЯНАО и ХМАО). Конкурентным преимуществом ООО «Римера-Сервис» в части трубного сервиса является возможность оказания услуг в рамках всей технологической цепочки: от производства труб на ЧТПЗ до доводки изделий на месте с учетом потребностей заказчика и обслуживания.

В связи с ростом числа реализуемых СПГ-проектов в России группа ЧТПЗ освоила выпуск бесшовных нержавеющей длинномерных труб, которые применяются в изготовлении оборудования для переработки и сжижения газа. Планируется, что в связи с реализацией масштабных СПГ-проектов в период с 2020 по 2030 год (прежде всего в регионах Азиатской России) производителям СПГ ежегодно потребуется от 300 тыс. м нержавеющей труб.

♦ ПАО «Северсталь». Активы компании включают вертикально интегрированную цепочку, ключевым элементом которой являются горнодобывающие активы. Дочерняя компания «Северсталь Ресурс» почти полностью покрывает потребность металлургического бизнеса «Северстали» в железной руде.

Ключевой актив компании – Череповецкий металлургический комбинат (Вологодская область) – отличается выгодным расположением с точки зрения близости к добывающим предприятиям «Северстали». Основным активом, специализирующимся на выпуске трубной продукции для нефтегазовой отрасли (трубы большого диаметра), является Ижорский трубный завод (Колпино, Колпинский район, г. Санкт-Петербург). Доля отрасли «Энергетика» в продажах компании в 2020 г. составила 9%¹. Направление «downstream» представлено дочерней компанией «Северсталь Дистрибуция», имеющей торговые представительства и более 30 складов разной площади, расположенных в Европейской части России.

¹ Годовой отчет ПАО «Северсталь» за 2020 г. – URL: https://www.severstal.com/files/55799/Annual_Report_2020_RUS.pdf (дата обращения: 19.10.2022).

В 2019 г. «Северсталь» приобрела 51% акций в TenarisSeverstal PTE. Ltd, которая будет заниматься производством труб для нефтяной промышленности в г. Сургуте. С 2019 г. ведется строительство завода по выпуску нефтяных сварных труб, проектная мощность производства составит 300 тыс. т продукции в год¹.

◇ *Производство труб для НГК: региональная структура.* Если обратиться в целом к региональной структуре производства специализированных труб для НГК (труб, используемых при бурении и строительстве трубопроводов), то можно отметить следующее. Основные объемы труб для нефте- и газопроводов (стальные, бесшовные) производятся в Южном ФО (в 2020 г. – 37,7%) и Уральском ФО (в 2020 г. – 61,7%), небольшие объемы – в Центральном и Приволжском ФО (рис. 11.22).

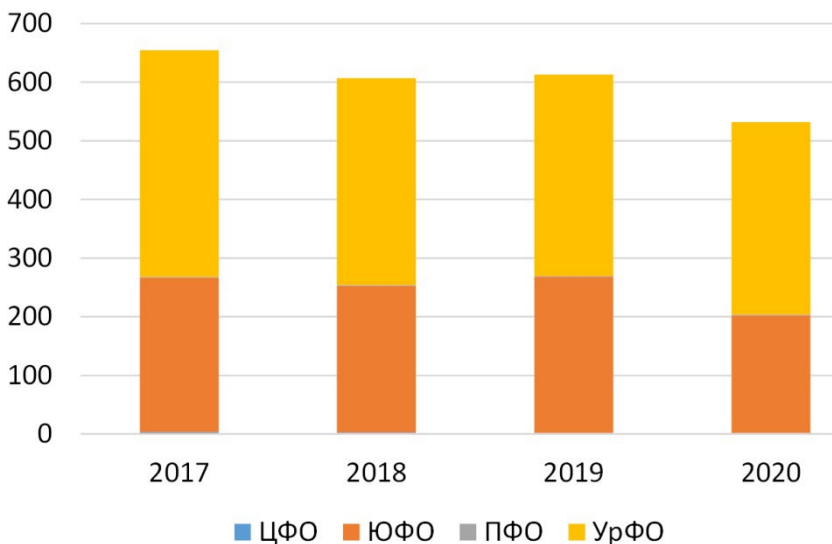


Рис. 11.22. Производство труб стальных для нефте- и газопроводов бесшовных, 2017–2020 гг., тыс. т

¹ Металлинфо. – URL: <https://www.metalinfo.ru/ru/news/119851> (дата обращения: 13.11.2022).

При этом в Сибирском и Дальневосточном ФО они фактически не производятся, а мощности Уральского ФО расположены за пределами «большой» Тюменской области, включающей округа (в основном в Свердловской и Челябинской областях). Таким образом, практически все производство рассматриваемого вида труб сосредоточено за пределами Азиатской России. Во многом аналогичные выводы можно сделать применительно и к другим номенклатурным позициям специализированной (нефтегазовой) трубной продукции.

Например, основные объемы труб для нефте- и газопроводов (сварные, наружным диаметром более 406,4 мм, стальные) производятся в Приволжском ФО (около 50%, в 2020 г. – 50,8%), Южном ФО (в 2020 г. – 20,4%) и Уральском ФО (около 30%, в 2020 г. – 26,7%), относительно небольшие объемы – в Центральном ФО (рис. 11.23).

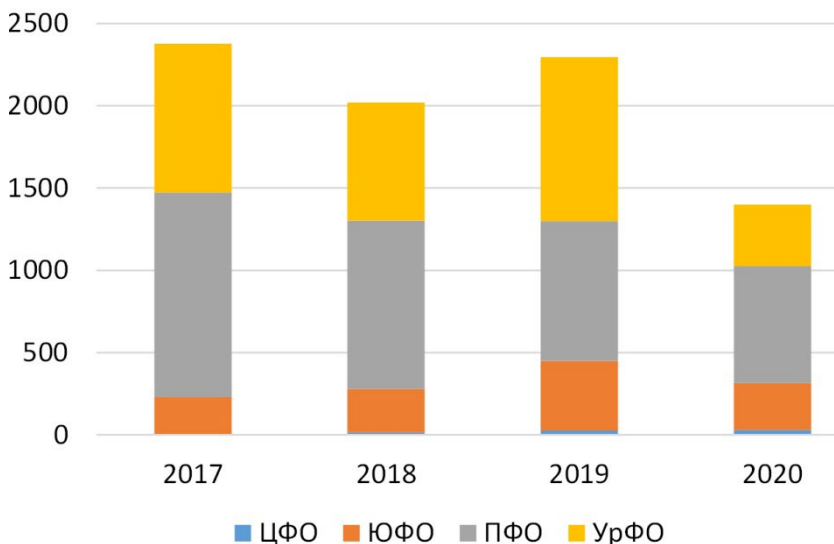


Рис. 11.23. Производство труб для нефте- и газопроводов (сварные, наружным диаметром более 406,4 мм, стальные), 2017–2020 гг., тыс. т

Основные объемы труб для бурения (трубы обсадные, насосно-компрессорные трубы и бурильные трубы, используемые для бурения нефтяных или газовых скважин, бесшовные стальные)

производятся в Южном ФО (около 30%, в 2020 г.– 29,2%) и Уральском ФО (около 70%, в 2020 г.– 68,3%), относительно небольшие объемы – в Северо-Западном и Приволжском ФО (рис. 11.24).

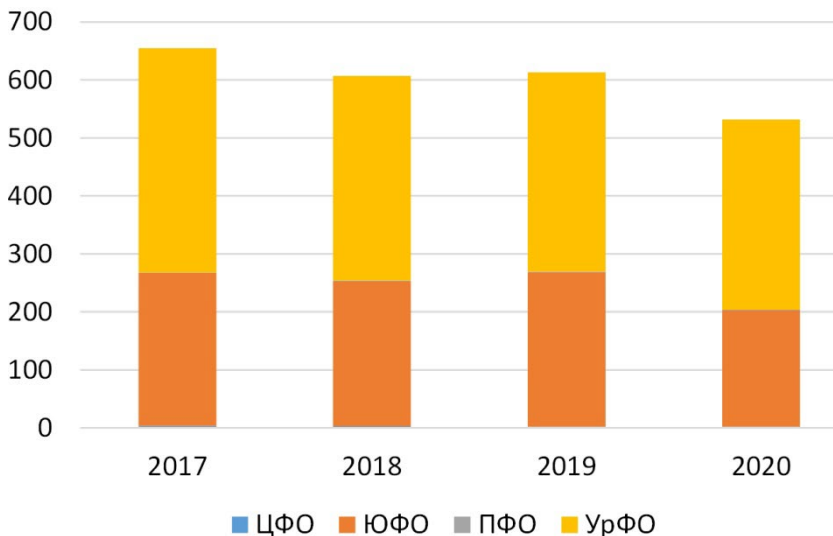


Рис. 11.24. Производство труб для бурения, 2017–2020 гг., тыс. т

Таким образом, регионы Азиатской России в настоящее время практически не располагают промышленной базой для выпуска трубной продукции, ориентированной на нефтегазовый сектор – все основные производственные мощности сосредоточены за ее пределами.

Ряд металлургических компаний располагает сетью дистрибуции своей продукции в ключевых нефтедобывающих регионах или производствами трубной продукции узкой номенклатурной направленности (учитывающей технологические потребности крупного регионального заказчика).

Истощение действующих месторождений, переход в северные регионы, а также планы реализации СПГ-проектов в регионах Азиатской России предъявляют новые требования к номенклатуре и качеству трубной продукции для нефтегазового секто-

ра. Растет роль высокотехнологичного горизонтального бурения в сложных горно-геологических условиях – это требует создания новых производств трубной продукции, учитывающей особые условия и рамки реализации проектов.

11.6.7. Оценка влияния инновационных и ресурсных факторов на социально-экономическое развитие нефтегазовых регионов. Пример Томской области. Роль нефтегазового сектора в процессе перехода российской экономики на инновационный путь развития очень важна. Это подтверждает проведенный анализ общей проблемной ситуации развития инноваций в НГС России в целом и в частности – в региональном разрезе. Кроме того, показано социально-экономическое состояние «нефтегазовых регионов», т.е. регионов с существенным уровнем добычи углеводородов.

Переход к понятию «нефтегазовый регион», с одной стороны, несколько сужает поле исследования, поскольку не охватывает множество других видов природных ресурсов. Однако именно высокая ликвидность ресурсов нефти и газа, способность ресурсоэксплуатирующей отрасли в данном случае генерировать значительный доход в виде ренты порождают ярко выраженную специфику экономического развития территорий. Нефтегазовая рента в регионах, специализирующихся на добыче углеводородного сырья, создает возможности для масштабного инвестирования в инновационную деятельность (регионы, не располагающие высоколиквидными ресурсами, не имеют подобной возможности в своем развитии).

** Развитие инновационной сферы в нефтегазовых регионах.* Выборка из 83 регионов России была ранжирована по показателю «Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами (без НДС, акцизов и других аналогичных платежей)» по виду экономической деятельности «Добыча нефти и природного газа, предоставление услуг в этих областях» (тыс. руб. на душу населения) в среднем за период с 2000 по 2018 год (в ценах 2018 г.). Регионы, где этот показатель оказался выше среднероссийского уровня (68 тыс. руб. на душу населения в 2018 г.), были отнесены к нефтегазовым – 16 регионов (табл. 11.9).

Таблица 11.9

**Отгружено товаров собственного производства,
выполнено работ и услуг собственными силами
по виду экономической деятельности
«Добыча нефти и природного газа», тыс. руб. на душу населения**

Регион	2018 г.	Среднее за 2000–2018 гг.
Ненецкий АО (НАО)	8 319	6 688
Ямало-Ненецкий АО (ЯНАО)	4 449	3 509
Ханты-Мансийский АО – Югра (ХМАО)	2 309	2 559
Сахалинская область	1 800	996
Республика Коми	430	339
Республика Татарстан	251	228
Томская область	204	227
Оренбургская область	261	226
Удмуртская Республика	156	146
Республика Саха (Якутия)	389	143
Пермский край	142	116
Тюменская область (без АО)	208	98
Красноярский край	262	98
Самарская область	111	92
Астраханская область	362	88
Иркутская область	194	61

Примечание: Регионы ранжированы по величине средней за период добычи.

Общий уровень развития инновационной сферы нефтегазовых регионов можно отследить, воспользовавшись «Рейтингом инновационного развития субъектов РФ», который публикуется НИУ ВШЭ с 2012 г. Рейтинговые оценки представляют собой агрегат из 53 показателей, учитывающие социально-экономические условия инновационной деятельности, научно-технический потенциал, масштабы инновационной деятельности, экспортную активность и качество инновационной политики.

Согласно рейтингу, нефтегазовыми регионами с развитой инновационной сферой являются 7 субъектов Федерации, в том числе 4 из Азиатской России – Томская область, Красноярский край, Тюменская область (без АО) и Иркутская область

(табл. 11.10). За последние пять лет большинство из этих регионов существенно улучшили свои позиции в рейтинге. И сегодня в них имеется значительный потенциал дальнейшего развития инноваций.

Таблица 11.10

**Значение российского регионального инновационного индекса (РРИИ)
для нефтегазовых регионов России**

Регион	РРИИ 2018/2019	Ранг по РРИИ 2018/2019	Ранг по РРИИ 2013	Изменение ранга по РРИИ: 2013→2018/2019
Республика Татарстан	0,5	3	2	-1
Томская область	0,49	4	9	+5
Красноярский край	0,43	8	12	+4
Тюменская область (без АО)	0,42	10	18	+8
Самарская область	0,41	14	25	+11
Пермский край	0,4	16	13	-3
Иркутская область	0,37	27	37	+10
Республика Коми	0,33	43	36	-7
Астраханская область	0,32	49	49	0
Удмуртская Республика	0,32	54	67	+13
Республика Саха (Якутия)	0,31	56	55	-1
Оренбургская область	0,23	59	47	-12
ХМАО	0,32	52	32	-20
ЯНАО	0,29	61	34	-27
Сахалинская область	0,28	65	58	-7
НАО	0,16	84	79	-5

Примечание: Регионы ранжированы по величине РРИИ. Серым цветом (фон) помечены нефтегазовые регионы с развитой инновационной сферой.

Отстающими в развитии региональной инновационной системы являются крупнейшие нефтегазовые регионы, в том числе три из Азиатской России: ХМАО, ЯНАО, Сахалинская область. Компании НГС в этих регионах являются крупными потребителями инноваций, однако предпочитают приобретать их за границами региона добычи – пользуясь услугами развитых инновационных центров в России или покупая зарубежные технологии. Большинство нефтегазовых регионов со слаборазвитой региональной инновационной системой постепенно теряли свои позиции в рейтинге последние 5 лет.

Рассмотрен процесс актуализации проблемы импортозамещения после введения санкций в отношении России. Сделан вы-

вод о недостаточном в настоящее время вкладе НГС в развитие отечественных инновационных технологий. Только малая часть от всех затрат НГС на технологические инновации идет на собственные исследования и разработки, основной же поток инвестиций затрачивается на приобретение готовых машин и оборудования (табл. 11.11).

Таблица 11.11

**Затраты на технологические инновации НГС
в разрезе части видов инновационной деятельности, 2018 г.**

Вид инновационной деятельности	Добыча сырой нефти и природного газа		Предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	
	млн руб.	%	млн руб.	%
Затраты на технологические инновации, всего	104 382	100	39 018	100
Из них:				
Исследования и разработки	21 698	21	912	2,3
Приобретение машин и оборудования	64 767	62	35 956	92
Приобретение новых технологий	718	0,7	198	0,5
Приобретение программных средств	1 559	1,5	621	1,6
Инжиниринг	1 620	1,6	113	0,3
Прочие	14 020	13,2	1 218	3,3

Выявлены субъективные и объективные препятствия для развития инновационной деятельности в НГС. Субъективные препятствия связаны с общими особенностями существующей институциональной среды и подходов к организации экономической деятельности. Объективные препятствия обусловлены свойствами инновационной деятельности в НГС, ограниченностью «ресурсного мультипликатора» в долгосрочном, эволюционном аспекте. Определены возможные пути преодоления этих ограничений и усиления «ресурсного мультипликатора». Показаны возможности участия регионов в активизации инновационного процесса в НГС.

Развитие отечественных технологий для НГС создаст дополнительные инвестиционные стимулы, которые в свою очередь от-

кроют новые возможности для развития экономики нефтегазовых регионов. Производственные цепочки обеспечат рост прочих связанных с НГС отраслей, запустив обновление и активизацию их роли в экономике, что в свою очередь ведет к дополнительным финансовым поступлениям в бюджеты, увеличению числа рабочих мест для высокообразованных работников, расширению социальной, научной, промышленной сферы и проч. Эти процессы вовлекут во взаимодействие все отрасли экономики, укрепят существующие и создадут новые связи на уровне отраслей и регионов. В итоге достигается равномерный рост благосостояния граждан, сглаживание социального неравенства, улучшение качества жизни всех слоев населения.

** Эволюционное развитие регионального НГС: пример Томской области.* На примере отдельного кейса инновационного нефтегазового региона – Томской области – рассмотрено эволюционное развитие регионального НГС, определена роль томского НГС в экономике региона, характер взаимодействия участников. Пример Томской области позволил рассмотреть, как осуществлялось взаимодействие акторов «тройной спирали» и где возникали институциональные ограничения к диверсификации экономики. История развития НГС на территории региона представлена на основе теории зависимости от пути. Такой подход позволяет анализировать развитие экономической системы не только в отдельные моменты времени, но и как непрерывный процесс, основанный на прошедшем пути и текущих обстоятельствах (рис. 11.25).

Проведение ретроспективного анализа на основе теории зависимости от пути и концепций эволюционной экономической географии позволило выявить общий набор и характер взаимодействий между акторами экономической системы региона (нефтегазовым, инновационным сектором и региональной властью), определить общие параметры динамики развития экономики региона под влиянием эволюции НГС на его территории. Ключевым сегодня является не столько наличие набора факторов, обеспечивающих потенциал экономического развития области, сколько решение вопроса взаимодействия многих действующих лиц, взаимосвязи различных мер и шагов по обеспечению перехода НГС на новую траекторию развития.

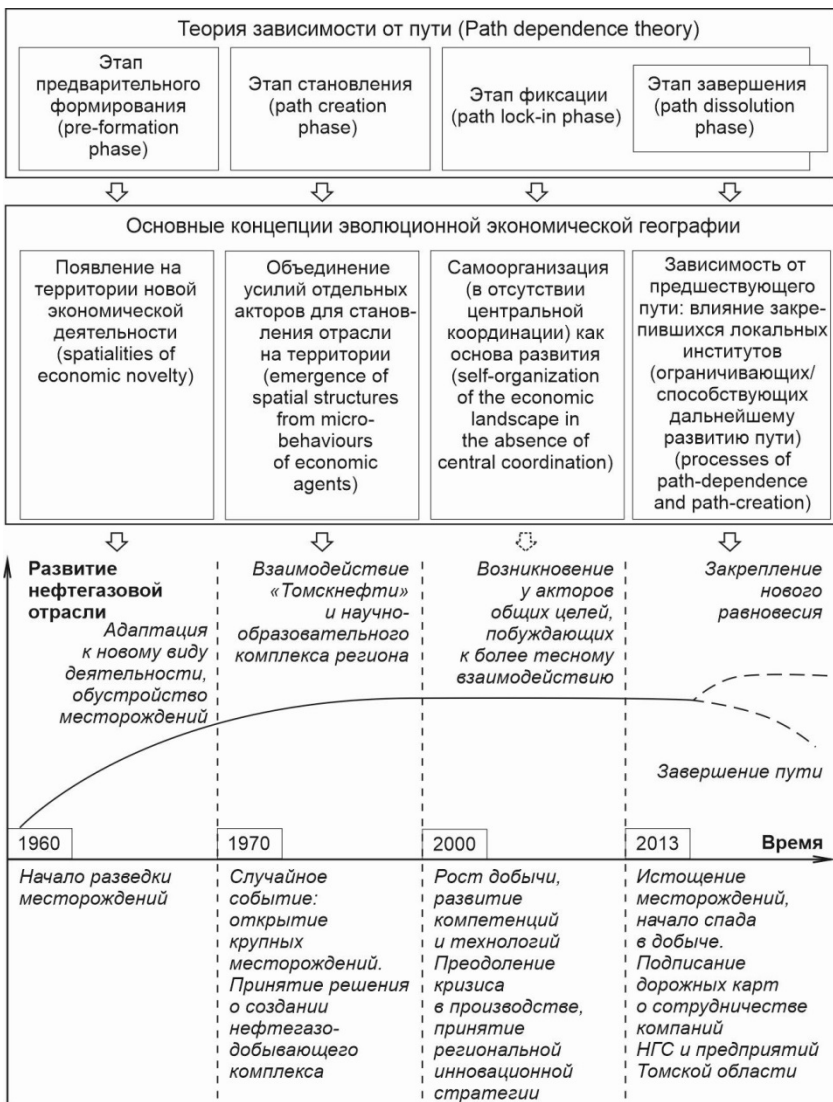


Рис. 11.25. Ретроспективный анализ развития НГС Томской области на основе теории зависимости от пути и основных концепций эволюционной экономической географии

* *Оценка влияния инновационных и ресурсных факторов на социально-экономическое развитие Томской области.* Именно это свойство «Томского кейса» является одной из предпосылок использования когнитивного моделирования для анализа влияния инновационных и ресурсных факторов на социально-экономическое развитие региона. В ходе исследования необходимо было не только оценить значимость тех или иных факторов для роста региональной экономики, но и разобрать механизмы взаимодействия (с множеством прямых и обратных связей) между ними. То есть, проанализировать процесс социально-экономического развития региона в виде функционирования сложной системы с множеством взаимосвязанных элементов.

Что будет, если при текущей структуре экономики, при устойчивейшей системе взаимосвязанных факторов экономики региона,кратно увеличить приложенные усилия по направлению развития инновационной сферы? Какой будет прирост ВРП при различных условиях (сценариях) развития технологий внутри региона? Насколько необходимо усилить «инновационный мультипликатор» для получения желаемых темпов роста экономики региона в будущем? Чтобы проследить такую эволюцию экономической системы, необходимо использовать имитационные методы, которые раскрывают развитие системы с течением времени через итерационный вычислительный процесс. Для этих целей хорошо подходит когнитивное моделирование на основе нечеткой когнитивной карты.

Построена когнитивная модель экономики Томской области. В набор факторов когнитивной модели экономики Томской области вошли основные факторы, составляющие экономическую систему региона: ВРП; базовые ресурсные факторы; главные хозяйственные комплексы; финансовые потоки; обеспечивающие факторы; внешние факторы. По всем количественным факторам собраны статистические данные за 2008–2018 гг. с пересчетом в цены 2018 г. Это – фактологическая основа, которая требуется для построения модели. Используется когнитивный граф модели, содержащий 16 концептов/факторов, связанных между собой дугами, моделирующими взаимовлияние. Направление и характер взаимовлияний между факторами определяются из представлений автора о функционировании экономической системы региона, на осно-

ве, в том числе, проведенного с использованием эволюционной экономической географии анализа развития НГС Томской области. Когнитивный граф модели нужен для структурирования логического понимания процессов внутри экономики региона.

Среди базовых ресурсных факторов выделены природные ресурсы и ресурсы человеческие. Фактор ресурсов нефти и газа взят в терминах добычи (млн т н.э.). Ресурсом развития экономики является также человеческий капитал. Финансовыми потоками в модели служат факторы «Инвестиции в основной капитал», «Собственные доходы бюджета», «Федеральные трансферты», «Производственные издержки», а также «Затраты на технологические инновации». Главные хозяйственные комплексы в когнитивной модели представляют факторы «Нефтегазовый сектор», «Промышленность (обрабатывающая)» и «Научно-образовательный комплекс (НОК)». Среди обеспечивающих факторов модели представлены «Инфраструктура», «Уровень технологий» и «Уровень развития социальной сферы». Экстерналиями, влияющими на экономическую систему Томской области, являются «Внешняя конъюнктура» и «Внешние риски». В качестве «Внешней конъюнктуры» взят показатель цены на нефть (долл./бар.).

Были описаны взаимосвязи между факторами, заданы веса этих взаимовлияний и указаны значения начальных приращений факторов, на этой основе проведен анализ динамики изменения факторов и развития системы в целом. Анализ строится, во-первых, на изучении саморазвития смоделированной экономической системы, т.е. рассматривается динамика изменения значений базовых факторов при отсутствии внешних управляющих воздействий. Во-вторых, когнитивный анализ позволяет имитировать перспективы экономического развития региона не только с экстраполяцией сложившихся тенденций, но и с учетом возможных управляющих воздействий, нацеленных на достижение положительных сдвигов. В систему вводятся управляющие воздействия, и анализируется отклик на них системы, ее изменение в сравнении с ситуацией саморазвития. И, наконец, с использованием когнитивной модели решается обратная задача: при заданном целевом прогнозном показателе ВРП

оценивается требуемая направленность и интенсивность управляющих воздействий.

На основе построенной когнитивной модели строится сценарный прогноз экономического развития Томской области (на период до 2028 г.). Каждому сценарию (консервативный, базовый и оптимистический) присваивается адекватная ему величина импульсных воздействий. Импульсами служат слабые приросты факторов «Нефть», «Цены» и «Внешние риски». Внутри базового сценария рассмотрены возможные подсценарии: импорт технологий, традиционная технологическая специализация и научно-технологическое лидерство. Подсценарии отличаются величиной управляющих воздействий по факторам «Затраты на технологические инновации» и «Научно-образовательный комплекс».

Согласно сценарному прогнозу, *на первом этапе когнитивно-го моделирования* (саморазвитие ситуации без применения управляющих воздействий), в консервативном и базовом сценариях факторы модели получают отрицательный прирост, наблюдается спад в экономике региона (рис. 11.26). В оптимистическом сценарии, в условиях роста добычи углеводородов, роста цен на нефть и уменьшения внешних рисков, возможна сдержанная положительная динамика экономической системы.

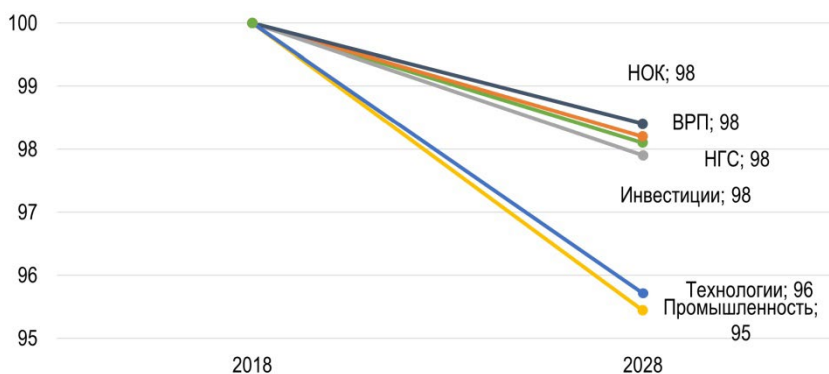


Рис. 11.26. Показатели роста факторов модели в базовом сценарии, % (2018 г. = 100)

На втором этапе когнитивного моделирования в систему вводятся управляющие воздействия. Выявлено, что дополнительное стимулирование инноваций и развитие научно-образовательного комплекса региона ведет к экономическому росту. Среднегодовой темп прироста ВРП в этом случае составляет 0,4% в подсценарии «Импорт технологий», 1,1% в подсценарии «Традиционная технологическая специализация» и 2,2% в подсценарии «Научно-технологическое лидерство».

Третий этап когнитивного моделирования представляет собой решение обратной задачи: подбирается оптимальный набор управляющих воздействий и их требуемая интенсивность для достижения заданного целевого показателя экономической системы. Согласно расчетам, 1% среднегодового прироста ВРП достигается при следующих интенсивностях управляющих воздействий (необходимых средних приростах): 6% для фактора «Инвестиции в основной капитал»; 5,9% – «Затраты на технологические инновации»; 2% – «Нефтегазовый сектор»; 3,3% – «Промышленность (обрабатывающая)»; 5,3% – «Научно-образовательный комплекс»; 2,4% – «Инфраструктура»; -2,1 – «Внешние риски». Можно обратить внимание на то, что ослабление внешних шоков, обеспечиваемое институциональными мерами, по своей значимости примерно сопоставимо с управляющими воздействиями, нацеленными непосредственно на стимулирование развития нефтегазового сектора.

Применение для анализа экономической системы когнитивного подхода вносит вклад в развитие математического инструментария эволюционной экономической географии. Когнитивная модель экономической системы строится на основе представлений автора о структуре системы, ее ключевых характеристиках, наборе взаимодействий между ее элементами. Базой для таких представлений служит экспертный опыт автора, ретроспективный анализ развития системы с учетом концепций эволюционной экономической географии, параметры корреляции между факторами системы, настройка и верификация когнитивной модели через ретроспективный прогноз. При помощи построенной когнитивной модели проанализировано развитие экономической системы в динамике, получены прогнозные сценарии ее развития, показаны изменения в системе в результате приложения дополнительных управляющих воздействий.