



КОЛЬСКИЙ
НАУЧНЫЙ
ЦЕНТР



Российская Академия Наук

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ **В НОВЫХ** ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
«КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК»

ИНСТИТУТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ИМ. Г.П. ЛУЗИНА

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ
В НОВЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Апатиты
Издательство Кольского научного центра
2024

УДК 338.45:622.691(985)
ББК 65.305.143.23(2Р1)
Э65

Печатается по решению Редакционного совета по книжным изданиям
Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук».

Авторы:

Гасникова А. А. (5.1, 5.2, 5.3); Иванова М. В. (глава 4);
Козьменко А. С. (глава 2); Козьменко С. Ю. (введение, глава 1); Туинова С. С. (5.4, 5.5);
Ульченко М. В. (3.4, 3.5, заключение); Щеголькова А. А. (3.1, 3.2, 3.3)

Научные рецензенты:

Семенов Виктор Павлович — д-р экон. наук, проф.;
Дружинин Павел Васильевич — д-р экон. наук, доц.

Э65 Энергетические ресурсы Арктики в новых геополитических условиях : монография /
А. А. Гасникова, М. В. Иванова, А. С. Козьменко [и др.] ; под редакцией д-ра экон. наук,
проф. С. Ю. Козьменко, канд. экон. наук, доц. М. В. Ульченко. — Апатиты : Изд-во Кольского
научного центра, 2024. — 253 с.

ISBN 978-5-91137-528-7

Показаны новые геополитические условия социально-экономического развития Арктики, которые сложились в результате обострения противостояния по линии «Россия — НАТО». Это обострение до «горячей фазы» воплотилось в региональном военном конфликте на территории Украины в форме специальной военной операции (геополитика) и масштабном санкционном давлении на Россию со стороны стран «коллективного Запада». Показано непосредственное влияние проводимой на Западе политики формирования однополюсного (американоцентричного) мироздания на мировую экономику и противодействие этим тенденциям глобального развития содружествами и альянсами крупных мировых держав, что в результате приведёт к закату глобализации.

Монографическое исследование раскрывает проблемы и перспективы развития российского арктического энергетического сектора. Рассмотрено современное состояние глобального рынка нефти и природного газа, определены основные тенденции в их развитии. Изучены вопросы, посвящённые освоению угольных запасов западной части Российской Арктики, а также современное состояние и проблемы энергообеспечения в арктических регионах России.

Работа выполнена в рамках темы FMEZ–2023–0009 «Стратегическое планирование развития Арктики в новых геоэкономических и политических условиях» по государственному заданию Министерства науки и высшего образования РФ.

Издание может быть интересно и полезно широкому кругу научных и педагогических работников — исследователям в области региональной и отраслевой экономики в сфере освоения энергетических ресурсов и представляет собой весомый вклад в дальнейшее развитие арктических исследований, также может быть рекомендовано в качестве учебного пособия студентам и аспирантам соответствующих специальностей.

УДК 338.45:622.691(985)
ББК 65.305.143.23(2Р1)

Научное издание
Редактор С.А. Шарам
Технический редактор Е. П. Шинкарук
Корректор С.А. Шарам
Подписано в печать 13.12.2024. Формат бумаги 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 22,14. Заказ № 5. Тираж 500 экз.

ISBN 978-5-91137-528-7
doi:10.37614/978.5.91137.528.7

© Коллектив авторов, 2024
© Институт экономических проблем
им. Г.П. Лузина, 2024
© ФИЦ КНЦ РАН, 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Новые геополитические условия развития российской Арктики.....	6
1.1. Современные оттенки глобального противостояния.....	6
1.2. Стратегическое планирование развития Арктики.....	12
1.3. Арктический флот в новых геополитических условиях.....	17
1.4. Экономическая конъюнктура арктической нефти на закате глобализации...	21
1.5. Арктический природный газ в динамике современной геополитики....	30
2. Тенденции освоения ресурсов нефти «новой Арктики».....	37
2.1. Глобализация и пространственная организация морских коммуникаций в Арктике.....	37
2.2. Значение освоения нефти в системе регионального хозяйства.....	44
2.3. Организация арктической системы транспортировки нефти.....	56
2.4. Направления экспорта российской нефти и нефтепродуктов.....	63
2.5. Стратегические перспективы освоения нефтяных ресурсов в Арктике...	70
3. Современное состояние российской газовой отрасли и перспективы освоения арктических запасов.....	79
3.1. Пространственное распределение запасов природного газа российской Арктики.....	79
3.2. Стратегические перспективы освоения газовых ресурсов российской Арктики.....	92
3.3. Организация арктической системы транспортировки природного газа...	105
3.4. Современное состояние глобального рынка сжиженного природного газа.....	118
3.5. Перспективы реализации российских арктических СПГ-проектов...	129
4. Арктический уголь: потенциал и возможности.....	140
4.1. Арктический уголь: генезис экономического интереса.....	140
4.2. Современные угольные бассейны Западной Арктики России.....	146
4.3. Уголь России на мировом рынке.....	156
4.4. Перспективы освоения арктических запасов угля.....	162
4.5. Развитие инфраструктуры и системы коммуникаций для экономического освоения арктического угля.....	168
5. Роль энергетических ресурсов в хозяйственной деятельности арктических регионов.....	176
5.1. Энергообеспечение как необходимое условие ведения хозяйственной деятельности в Арктике.....	176
5.2. Современное состояние и проблемы энергообеспечения в арктических регионах России.....	181
5.3. Основы государственного регулирования энергообеспечения.....	189
5.4. Альтернативная энергетика и её место в мире.....	199
5.5. Экономико-правовой климат и перспективы развития альтернативной энергетики в арктических регионах.....	209
Заключение.....	215
Библиографический список.....	221
Приложения.....	240

ВВЕДЕНИЕ

В основе геополитической организации мирового пространства лежит непреодолимое по определению противоречие между морской (властелинов моря) и континентальной (повелителей суши) цивилизациями¹. Противостояние между ними проходит по линии соприкосновения «океан vis континент», вокруг которой локализуются страны и регионы, тяготеющие к одной из цивилизаций в зависимости от складывающейся конъюнктуры на геополитическом атласе современного мира. Обе цивилизации при реализации глобального либерального проекта стремятся к мировому доминированию и в геополитике, и в экономике и других сферах глобального и регионального развития. Это в конечном счёте приводит крупные морские и континентальные державы к противостоянию за достижение мирового господства полностью или частично (например, по принципу господства на море или в воздухе), что реализуется соответственно на основе “Sea power”² (теории морской мощи) и «концепции абсолютного обладания морем»³: «сила на море решает судьбу истории» и «кто владеет морем, владеет всем» — морскими державами — и концепции “Heartland” (сердцевинной земли): «кто владеет сердцевинной землёй (то есть Центральной Евразией), тот обладает мировым островом (материком Евразия), и кто обладает мировым островом, владеет всем»⁴.

Морская и континентальная цивилизации вместе составляют единое целое, пытаясь ослабить друг друга, но не уничтожая окончательно: исчезновение с геополитического атласа современного мира одной из составляющих приведёт ко всемирному коллапсу, катастрофе глобального масштаба, в результате которой исчезнет сам феномен «океан vis континент».

Противостояние «океан vis континент», известное как эпопея «Большая игра», начало оформляться в геополитическую конструкцию на рубеже XVIII–XIX вв., когда в пространстве Российской империи того времени начали зарождаться элементы морской цивилизации. «Большая игра» началась в Средиземном море в борьбе за обладание островом Мальта в сентябре 1800 г. между англосаксами (Британской империей) и Россией. Игра продолжается. Сегодня англосаксы (США, НАТО) выступают по-прежнему против России.

Практика взаимодействия на полях «Большой игры» характеризуется максимой, известной уже более ста лет⁵: «Хуже вражды с англосаксами может быть только дружба с ними».

¹ Ивашов Л. Г. Геополитика русской цивилизации. М.: Ин-т русской цивилизации, 2015. 800 с.

² Мэхэн А.-Т. Влияние морской силы на французскую революцию и Империю / рус. пер. Н. Л. Кладо (1895 г.): в 2 т. М.; СПб.: Terra Fantastica, 2002. С. 575, 605.

³ Колумб Ф. Х. Морская война = Naval war. М.; СПб.: АСТ; Terra Fantastica, 2003. 271 с.

⁴ Mackinder H. J. The Geographical Pivot of History // Geograph. J. 1904. XXIII, No. 4.

⁵ Вандам А. Е. Наше положение. СПб.: Тип. А. С. Суворина, 1912. [Современное издание: Вандам А. Наше положение // Неуслышанные пророки грядущих войн / А. Вандам, Н. Головин, А. Бубнов. М.: АСТ, Астрель, 2004. 368 с. (Великие противостояния)].

Однако начиная с петровских времён «дружба с Западом» была ключевым элементом внешней политики России. В результате из лидера страна превратилась в подражателя западного мировоззрения с выраженным стремлением включиться в орбиту жизнедеятельности «коллективного Запада». Страна понеслась на Запад, игнорируя законы и правила «Большой игры», — это и стало основой геополитической драмы России⁶ в новое время конца XX — начала XXI вв..

Целью настоящего исследования является обзор и анализ российского арктического энергетического сектора, выявление проблем и перспектив его развития, определение методов государственной поддержки и регулирования.

В ходе исследования будет изучено влияние глобального потепления на возможности освоения арктического пространства, состояние глобального и российского рынка нефти, природного газа, в том числе и СПГ, угля и проблемы освоения углеводородных ресурсов в условиях санкционных ограничений.

Авторский коллектив монографии:

Гасникова А. А. (5.1, 5.2, 5.3); Иванова М. В. (глава 4); Козьменко А. С. (глава 2); Козьменко С. Ю. (введение, глава 1); Туинова С. С. (5.4, 5.5); Ульченко М. В. (3.4, 3.5, заключение); Щеголькова А. А. (3.1, 3.2, 3.3).

⁶ Ивашов Л. Г. Геополитическая драма России. М.: Аргументы недели, 2021. 528 с.

1. НОВЫЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

1.1. Современные оттенки глобального противостояния

На атласе современного мира существуют две основные мировые цивилизации: морская (талассократическая) и континентальная (теллутократическая). Непреодолимая совокупность противоречий между ними формирует облик глобального развития по формуле «океан vis континент». Драматизм сосуществования «властелинов моря» и «повелителей суши» в историко-геополитическом аспекте удачно показан в работе Л. Г. Ивашова⁷.

Естественное развитие в условиях тотальной конкуренции со временем закономерно приводит к глобальному превосходству или доминированию одной цивилизации над другой.

В сложившемся феномене «океан vis континент» морское мировоззрение основывается на положениях “Sea power”⁸ (теории морской мощи) и предложенной Ф. Колумбом⁹ концепции «абсолютного обладания морем», которые реализуют универсальную максиму¹⁰: «сила на море решает судьбу истории» и «кто владеет морем, владеет всем». То есть глобальное превосходство (мировое господство) обеспечивается через реализацию принципа «абсолютного обладания морем». Этот принцип предполагает, кроме свободы мореплавания, что гарантируется современным международным морским правом, также надлежащее обеспечение доступа к морским ресурсам, включая к ресурсам нефти и газа арктического континентального шельфа.

Континентальный вектор пространственного развития основывается на концепции “Heartland” (сердцевинной земли), обоснованной Н. Маккиндером¹¹, основным положительным утверждением которой является максима (по аналогии с “Sea power”): кто владеет сердцевиной землёй (то есть Центральной Евразией), тот обладает мировым островом (материком Евразия), и кто обладает мировым островом, владеет всем. Два мира, две цивилизации составляют системное целое — обеспечивается гармония мироздания.

Исчезновение с геополитического атласа современного мира одной из составляющих приведёт к всемирному коллапсу, катастрофе глобального масштаба, в результате которой исчезнет сам феномен «океан vis континент». То же и при слиянии двух цивилизаций — аннигиляция, как при взаимодействии материи и антиматерии, — и глобальный взрыв.

На рубеже XVIII и XIX вв. борьба за обладание Центральной Евразией и Средиземным морем, как средоточием торговых коммуникаций той эпохи, воплотилась в геополитическое противостояние между Британской империей (англосаксами) и Российской империей, а в дальнейшем — между Соединёнными

⁷ Ивашов Л. Г. Геополитика русской цивилизации. 2015. 800 с.

⁸ Мэхэн А-Т. Влияние морской силы на французскую революцию и Империю. 2002. С. 575, 605.

⁹ Колумб Ф. Х. Морская война = Naval war. 2003. 271 с.

¹⁰ Mahan A-T. Influence of sea Power upon History [Illustrated Naval and Military Magazine, N-Y, 1889] / рус. пер. Н. П. Азбелева (1895 г.) = Мэхэн А-Т. Влияние морской силы на историю. С. 636.

¹¹ Mackinder H. J. The Geographical Pivot of History. 1904. XXIII, No. 4.

Штатами Америки и Россией. Это противостояние в контексте «океан vis континент» со временем развилось в грандиозную эпопею современности, известную как «Большая игра». Так, по существу, определяются контуры целостного мира в процессах глобального развития¹².

В XX и начале XXI вв. «Большая игра» превратилась в глобальную эпопею со множеством версий, современными являются арабская (Сирия), европейская (Украина), которая непосредственно затрагивает цивилизационное пространство Евразии¹³. Последовательно создаются тихоокеанская версия «Большой игры» вокруг Тайваня и арктическая¹⁴ — с включением Норвегии и Финляндии в рамках продолжающегося расширения НАТО на Восток.

Финляндия стала 31-м членом НАТО в апреле 2023 г. и практически сразу включилась в арктическую партию «Большой игры»: финские компании, в том числе Aker Arctic — постоянный партнёр России в области проектирования морской техники, на фоне санкций ЕС вышли из совместного с АО «Первая горнорудная компания» ГК «Росатом» проекта по созданию плавучего горно-обогатительного комбината на базе Павловского серебрясодержащего свинцово-цинкового месторождения на архипелаге Новая Земля. Кроме того, финская компания Fennovoima в одностороннем порядке прервала контракт с «Росатомом» на строительство АЭС «Ханхикиви-1» на базе российского реактора ВВЭР 1200 поколения 3+ в Северной Финляндии; компенсация «Росатому»¹⁵ по этому проекту составит 3 млрд евро.

Партии «Большой игры» XIX–XXI вв. наглядно подтверждают утверждение столетней давности о том, что «хуже вражды с англосаксами может быть только дружба с ними»¹⁶.

Так и случилось. Попытки дружбы с англосаксами, «дружбы с Западом» имеют многовековую историю, начиная с эпохи Петра Великого. В XVII–XIX вв. это была дружба при лидерстве России, дружить с Россией и служить России считалось престижным не только в Европе, но и в странах Нового света. В то время Россия прирастала территориями на юге, западе и юго-западе, включая акваторию и побережье Азовского моря, Северное Причерноморье, а также пространства историко-культурного региона Новороссии от Бердянска до Одессы и Бессарабии. Это приморские земли современных Запорожской, Херсонской, Николаевской и Одесской областей.

Так сложилась геополитическая система коммуникаций «суша — море» или «континент — океан»¹⁷. В результате русско-турецких войн XVI–XVIII вв.

¹² Чумаков А. Н. Глобализация. Контуры целостного мира. 3-е изд., перераб. и доп.). М., 2017. 456 с.

¹³ Кефели И. Ф. Евразийская цивилизация: от идеи к современному дискурсу // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2021. Т. 15, № 2. С. 12–25.

¹⁴ Козьменко С. Ю., Щегольова А. А. Геополитические основания регионального присутствия России в Арктике // Морской сборник. 2010. № 9 (1962). С. 39–45.

¹⁵ Росатом из-за санкций не будет строить плавучий ГОК в Арктике. 2023. 18 апреля. URL: https://news.mail.ru/economics/55873212/?frommail=1&utm_partner_id=732 (дата обращения: 18.04.2023).

¹⁶ См: Вандам А. Е. Наше положение. СПб.: Тип. А. С. Суворина, 1912.

¹⁷ Иванова М. В., Козьменко А. С. Научные основания пространственной экономики и теории новой экономической географии // Север и рынок: формирование нового экономического порядка. 2020. № 4 (70). С. 32–41.

Российская империя присоединила земли, известные как Дикое поле, и образовала на них две новые губернии, Херсонскую и Таврическую, а также заложила города Екатеринослав (Днепропетровск/Днепр, 1787), Одесса (1795), Николаев (1789), Херсон (1778), Севастополь (1783), Александровск (Запорожье, 1770), Бердянск (1817), Мариуполь (1779).

Особое геостратегическое значение при контроле над акваторией Чёрного моря имеет Севастополь как военно-морская база, поскольку город находится на практически равном расстоянии от ключевых точек Черноморского побережья, при этом современные РЛС, дислоцированные в Севастополе, обеспечивают полный охват акватории Чёрного и Азовского морей. Обладание такой базой, как Севастополь, обеспечивает доминирование России не только в акватории Чёрного и Азовского морей, а также в черноморских проливах, Эгейском море и восточном Средиземноморье¹⁸.

Такое же геостратегическое значение имеет остров Мальта в Средиземном море, владение которым в связи с возрастанием концентрации мировых торговых коммуникаций, особенно с открытием Суэцкого канала (1869 г.), реально решало «судьбу истории» в XIX в.

Собственно, «Большая игра» и началась в сентябре 1800 г., когда англичане захватили остров Мальту, который был принят под защиту Российской империи указом от 16 (27) декабря 1798 г. по просьбе делегации мальтийских рыцарей. В дальнейшем (1814–1964 гг.) остров Мальта был британской колонией.

Впоследствии с включением США в «Большую игру» роль средоточия морских коммуникаций мировой торговли в XX в. перешла к Северной Атлантике, а в XXI в. на волне морской экспансии Китая — к основным морским коммуникациям Евразии (северным акваториям Индийского океана по направлению Южного Шёлкового пути) и Северному морскому пути в Арктике, который по восточной традиции назван Полярным Шёлковым путём.

Противоборствующие стороны осознают диалектику феномена «океан *vis* континент» и понимают наличие «красных линий», переход которых в конечном итоге приведёт к катастрофе; наверное, поэтому никогда англосаксы и русские не воевали на территории друг друга. Исключение составляет короткая интервенция стран Антанты на Севере (1918–1919 гг.) и Дальнем Востоке (1918–1920 гг.) России, в обоих случаях дело не дошло до полномасштабной войны и зона соприкосновения в то время не являлась территорией Советской России.

Смыслом «Большой игры» является создание и поддержание геополитического веера или последовательности *casus belli*, которые являются призраками войны, но не самой войной. Это «холодная война», когда противоборствующие стороны находятся в ожидании грядущего военного столкновения. Однако история знает немало ситуаций, когда партии «Большой игры» были на грани перехода «красных линий». Например, в мае-июне 1945 г. по инициативе англичан (У. Черчилль) союзниками Советского Союза по антигитлеровской коалиции вполне серьёзно планировалась с привлечением пленных дивизий вермахта операция «Немыслимое». Её целью было вытеснение СССР с территории Польши на возможно большую глубину: по сути, ставился

¹⁸ Исаков И. С. Крымская кампания и новая обстановка на Чёрном море (по материалам Морского сборника. 1944. № 5–6. С. 6–15) // Морской сборник. 2020. № 10. С. 3–11.

вопрос, к какой цивилизации будет принадлежать Польша по результатам Второй мировой войны. Операция не состоялась из-за твёрдой позиции Соединённых Штатов: ещё велись сложные бои с Японией на Окинаве и США очень рассчитывали на участие СССР в этой войне. Кроме того, военно-политический потенциал Советского Союза того времени существенно превышал (за исключением стратегической авиации) возможности англосаксов.

Конфликты эпохи «холодной войны», по существу, представляли собой демонстрацию вооружений и военной техники обеих сторон. В цепочке *casus belli* этой эпохи региональные конфликты в Корее (1950–1953 гг.) и преодоление Карибского кризиса (1962 г.), войны во Вьетнаме (1965–1974 гг.) и Афганистане (1979–1989 гг.). Тогда был подтверждён примерный паритет вооружений и военной техники¹⁹ как средств уничтожения друг и друга, который и обеспечил долгожданную оперативную паузу в «Большой игре», продолжавшуюся до начала специальной военной операции (СВО).

После завершения Второй мировой войны Великобританию уже перестали признавать как сверхдержаву на фоне США и СССР. Экономические трудности и начало антиколониальных выступлений заметно сказались и на мощи британского флота. ВМФ Великобритании эпохи распада Британской империи (к 1960 г.) уже существенно уступала военно-морским силам Соединённых Штатов и Советского Союза, а в дальнейшем, при формировании морской составляющей ядерной триады, значительно отставала от последних. Таким образом, в период апогея «холодной войны» (1970–1980 гг.) статус великой морской державы окончательно закрепился за США, которые стали основным игроком партии «Большой игры» конца XX — начала XXI вв.

За этот период мирного времени у обеих сторон практически был утрачен навык во взаимодействии и слаживании при проведении военных операций фронтового уровня.

Россия — сильная страна, это очевидно. «Русских невозможно победить, — писал Отто фон Бисмарк, — мы убедились в этом за сотни лет. Но русским можно привить лживые ценности, и тогда они победят сами себя»²⁰. Эта лживая ценность «дружбы с Западом», проявившейся в безуспешных попытках «быть принятыми в элитарный клуб коллективного Запада» и участвовать на равных в решении мировых проблем, как навязчивая идея стала доминирующей в российском мировоззрении 1990-х гг. и превратилась в *mainstream* глобального экономического и социального развития нашей страны.

По существу, курс на имплементацию в западную цивилизацию, на дивергенцию двух составляющих «Большой игры», что объективно невозможно, предопределил на рубеже веков геополитическую драму России. Символом этой драмы в фокусе распада Советского Союза оказался военно-морской флот. То, что произошло с флотом в 1990-е гг., является катастрофой национального масштаба с трагической эпопеей новейших атомных подводных лодок третьего поколения «Комсомолец» (1989 г.) и «Курск» (2000 г.).

Надуманый российский капитализм 1990-х гг. закончился разочарованием, а попытки вписаться в либеральную экономическую модель «коллективного

¹⁹ Малафеев О. А., Кефели И. Ф. Некоторые задачи обеспечения оборонной безопасности // Геополитика и безопасность. 2013. № 3 (23). С. 84–92.

²⁰ Цит. по: Ивашов Л. Г. Геополитическая драма России. 2021. С. 211.

Запада» привели к потере (фактическому разрушению) мобилизационной экономики, то есть тех видов экономической деятельности, которые всегда должны развиваться в стране, претендующей на статус великой (или даже крупной) державы.

Наличие мобилизационной экономики (как было в Советском Союзе) позволяет в случае возникновения военных конфликтов уровня СВО либо полномасштабной войны провести мобильную инверсию (систему мероприятий, противоположных конверсии) в значительно более короткие сроки, чем это делалось в СССР 1941 г. и России 2022 г. Смысл мобилизационной экономики — это наличие и функционирование таких производств, которые в случае военной необходимости могут быть расширены в соответствии с масштабами и задачами военных операций и которые не надо создавать заново.

Однако следует особо подчеркнуть, что в период максимального подъёма экономической конъюнктуры национального хозяйства (примерно 1964–1982 гг.), когда экономика страны вышла из периода псевдоэкспериментов, были определены основные компоненты федерального бюджета — нефтегазовые доходы, которые и сейчас играют значимую роль, составляя примерно 42 % (в 2022 г.) от суммарных доходов бюджета. За этот период нашей страной были приобретены, освоены и отработаны компетенции в ключевых отраслях хозяйства, это так называемые критические макротехнологии, которые априори обеспечивают конкурентоспособность страны на мировых рынках, к примеру, Советский Союз к началу перестройки обладал 7 из 42 имеющихся в мире таких технологий. В период «неразберихи» перестройки и либеральных реформ это позволило сохранить экономику и страну от окончательного разорения.

К сожалению, к 2020-м гг. осталось только две таких технологии — в сфере ядерной энергетики, а также в аэро- и гидродинамике.

По данным из открытых источников²¹, обладание Россией гиперзвуковым трудноперехватываемым оружием, способным нести ядерные заряды, которого нет у США и других стран «коллективного Запада», подчёркивает уязвимость Запада и свидетельствует о том, что сейчас США впервые в истории вынуждены догонять Россию.

Гиперзвуковое оружие универсально. Носителями противокорабельной ракеты «Циркон» могут быть любые надводные корабли и подводные лодки, имеющие вертикальные пусковые шахты. Береговые противокорабельные комплексы «Бастион» также могут применять такие ракеты, то есть это межвидовое оружие²². АПЛ «Ясень» вооружена гиперзвуковыми ракетами «Оникс» с радиусом действия 300 км; на базе «Оникса» была создана новая гиперзвуковая ракета «Циркон».

Реальное применение «Цирконов» было продемонстрировано в феврале 2023 г. единственным в мире носителем гиперзвукового оружия фрегатом ВМФ России «Адмирал Горшков» в ходе совместного (с флотами Китая и ЮАР) учения Mosi II, которое проводилось в Мозамбикском заливе Индийского океана²³.

²¹ США не могут противостоять российским гиперзвуковым ракетам // Аргументы недели. 2023. № 10. С. 23.

²² Гиперзвуковые «Цирконы» готовы нанести обезглавливающий удар // Аргументы недели. 2023. № 11. С. 10.

²³ Козьменко С. Ю. Задачи Военно-Морского флота по обеспечению экономических интересов России в новых геополитических условиях // Морской сборник. 2023. № 4 (2113). С. 44–48.

Следует подчеркнуть, что совместные учения трёх флотов в Индийском океане свидетельствуют о начале формирования военной организации созданного в 2011 г. изначально экономического объединения БРИКС в составе Бразилии, России, Индии и Китая, а также ЮАР, присоединившейся впоследствии.

Так обозначается переход от глобализации к новым альянсам, которые стали складываться в начале XXI в., особенно в мировой энергетике: в частности, с 2022 г. в новых геополитических условиях основным направлением экспорта российских нефти и газа становятся страны АТР — Китай и Индия. При этом выпадение России из глобального экономического пространства означает дефрагментацию последнего и приводит к сужению поля мировой торговли. Родовым признаком развития глобализации является масштабное расширение мировой торговли, которое происходит циклически с импульсом для развития в мировой системе коммуникаций, диверсификация которых определяет гарантированный доступ к рынку — такова позиция П. Кругмана, Нобелевского лауреата по экономике 2008 г. и основателя теории новой экономической географии, основные научные произведения которого хорошо известны российским специалистам в области пространственной экономики²⁴.

Он же обосновывает контуры второй волны деглобализации («сейчас повторяются события 1914 г., которые положили конец первой волне глобализации, то есть масштабному расширению торговли»), означающей если не конец, но закат глобализации, когда Россия способна «убить глобальную экономику»²⁵. Такой вывод следует из заключения, что значение России в мировой экономике существенно выше, чем это может показаться при сравнении вклада стран в создание мирового ВВП. С позиций «коллективного Запада» роль России в глобальной экономике сравнима со значением Канады или Италии, поскольку ВВП России составило в 2022 г. 2,1 трлн долл. США, а Канады и Италии — 2,2 и 2,0 трлн долл. соответственно. Однако это не так: значение России определяется наличием критических макротехнологий в ядерной энергетике, особенно при обогащении ядерного топлива для АЭС, а также в аэро- и гидродинамике. Поэтому с позиций мировой торговли Россия обладает такими товарами, технологиями и компетенцией, которые невозможно заменить, поскольку они уникальны.

В настоящее время идёт обновление стратегических ядерных сил (СЯС) морского базирования на основе ракетных подводных крейсеров стратегического назначения (РПКСН) четвёртого поколения проекта 955 и 955А «Борей», которое завершится в пределах актуальных горизонтов планирования до 2030 г. с размещением в пяти военно-морских ЗАТО²⁶

В 2021 г. при проведении «Комплексной арктической экспедиции «Умка-2021» эти корабли реально обозначили геополитическое присутствие России в Арктике весьма вероятным участием в арктической партии «Большой игры», целью которой, с позиций “Sea power”, является обладание пространством

²⁴ Krugman P. Will Putin Kill the Global Economy? // The New York Times. 2022. March 31.

²⁵ Там же.

²⁶ Козьменко С. Ю., Брызгалова А. Е., Козьменко А. С. Геоэкономический потенциал Кольской «опорной зоны» // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2016. № 3 (50). С. 65–72.

арктических морей Северного Ледовитого океана (СЛО). Стратегическим является обеспечение доступа в акваторию незамерзающего круглогодично Баренцева моря как района нанесения ракетного удара в обе стороны: Россией через полюс для атаки территории США, флотом стран НАТО — в обратном направлении вглубь территории России.

Центральным эпизодом учения «Умка-2021» явилось всплытие двух РПКСН третьего и четвёртого поколения, а также атомной подводной лодки специального назначения. Подводные лодки всплыли одновременно с интервалом в 300 м. При этом дальность полёта баллистических ракет этих подводных лодок превышает расстояние от точки всплытия (выше 80 °N) через полюс до южной границы США — это не более 4100 миль, или 7600 км.

Но самое важное, и это надо подчеркнуть особо, что в эпоху максимального подъёма экономической конъюнктуры хозяйства Советского Союза удалось *создать и каким-то чудом сохранить в лихолетье 1990-х гг. стратегические ядерные силы, главное — морского базирования*, и в дальнейшем обновлять эти силы на уровне современных стандартов.

1.2. Стратегическое планирование развития Арктики

Активная вовлечённость «коллективного Запада» в специальную военную операцию по линии противостояния «Россия — НАТО» создала новые геополитические условия. Эти условия, воздействуя на мировую экономику, вызвали дефрагментацию (распад) глобального экономического пространства, что свидетельствует о начале заката глобализации как доминирующей модели мирового развития в течение последнего столетия.

Глобализация как феномен мироздания «теряет энергию», в результате в координатах мирового доминирования определяется переход от глобального превосходства одной страны (США) к национальному могуществу одного и более государств, что предполагает активное участие государства в процессах социально-экономического развития России с использованием инструментария стратегического планирования.

Предтечей СВО стало осознание бесперспективности установления «дружбы с Западом» на равных, понимание того, что построенный на правилах «американоцентричный», однополюсный мир не отвечает национальным интересам России. При этом господствующее в Европе и Северной Америке либеральное мировоззрение, как средство включения в западный *mainstream*, оказалось несостоятельным в нашей стране.

Буквальное понимание либеральных императивов и ценностей привело к тому, что в час начала СВО у России не оказалось действующей мобилизационной экономики.

Безуспешные попытки вписаться в западный стереотип социально-экономического развития определили на рубеже веков геополитическую драму России²⁷. Сегодня стратегической целью является победное завершение СВО в оптимальные сроки, с этим в поисках истины Россия обращается на «глобальный Восток».

Начало развития глобализации, как экономического и геополитического феномена, приходится на начало XX в. и связано с расширением мировой

²⁷ Ивашов Л. Г. Геополитическая драма России. 528 с.

торговли до глобального в пределах масштаба. «Накануне Первой мировой войны житель Лондона легко мог заказать различные товары со всего света в нужных ему количествах, обоснованно рассчитывая на то, что они будут доставлены к порогу его дома»²⁸. Однако следует заметить, что этот житель должен был принадлежать кругу «коллективного Запада», на тот период — Британской империи.

В то же время (1911 г.) У. Тафт, 27-й американский президент (1909–1913 гг.), предсказал, что глобальное превосходство США над остальным миром достижимо при переходе от «дипломатии канонёрок» к «дипломатии доллара». Черновой набросок У. Тафта отшлифовал и воплотил на практике президент Ф. Д. Рузвельт и в дальнейшем этому плану следовали все американские президенты. Но появились и отличия: лозунг времен Р. Рейгана (1981–1989 г.) «Make America Great» ещё означал стремление США к глобальному превосходству в созданном однополюсном (американоцентричном) мире в результате не столько распада Советского Союза, сколько слабости России в 1990-е гг. и безоглядного стремления нашей страны «раствориться» в пространстве «коллективного или глобального Запада». В этот период как-то незаметно из Концепций внешней политики России исчезла такая характеристика нашей страны, как «великая держава». Если в Концепции — 1993 эта фраза упоминалась три раза, то в Концепции — 2000 уже только единожды, а в 2008 г. — ни разу²⁹. В тот период mainstream внешней и внутренней политики России был отказ от своего (имперского) прошлого и механизмов (в том числе и стратегического планирования), которые делали нашу страну действительно великой.

Здесь следует особо подчеркнуть, что в эпоху максимального подъёма экономической конъюнктуры национального хозяйства (1964–1982 гг.) в нашей стране были приобретены, освоены и отработаны компетенции в базовых отраслях хозяйства, определяющих и в новой России основную часть доходов федерального бюджета (ФБ) и Фонда национального благосостояния (ФНБ) — нефтегазовые доходы, которые составляют порядка 40 % доходов ФБ РФ.

Длительное, практически 80-летнее сосуществование по линии «Россия — НАТО» при отсутствии полномасштабных войн и глобальных военных конфликтов привело к формированию «армий мирного времени», у которых отсутствует навык взаимодействия и слаженности при проведении фронтовых боевых операций.

Использование «дипломатии доллара» в геополитических интересах США со временем способствовало бесконтрольному расходованию финансовых ресурсов, что за последние 20 лет привело к значительному — в 5 раз увеличению государственного долга США с 6,5 до 31,5 трлн долл. При этом Федеральная резервная система за этот период масштабно увеличила свой баланс с примерно 730 до 8700 млрд долл., или в 12 раз.

В результате доля американской валюты в мировых резервах центральных банков за 20 лет сократилась примерно с 70 до менее 54 % и продолжает

²⁸ Keynes J. M. *The Economic Consequences of the Peace*. New York: Harcourt, Brace and Howe, 1920. URL: <https://www.gutenberg.org/files/15776/15776-h/15776-h.htm> (дата обращения: 06.05.2023).

²⁹ Шкапак О. Н. Концепции внешней политики Российской Федерации 1993, 2000 и 2008 годов: сравнительный анализ // *Вестник КазНУ. Серия международные отношения и международное право*. 2011. № 5 (55). С. 9–13.

неуклонно снижаться. Особой активностью отличаются Китай и Россия — вторая экономика мира и крупнейший экспортёр энергетических ресурсов всё чаще отказываются от доллара во взаимных расчётах.

В таких условиях политика США всё чаще обращается к внутренним проблемам и лозунг “Make America Great Again” (президент Д. Трамп, 2017–2021 гг.) имеет явный акцент перехода от глобального превосходства США к национальному могуществу.

Таким образом, в условиях падения мировой хозяйственной конъюнктуры экономические императивы перестают быть определяющими в динамике мирового развития, а составляющие максимы «*политика есть самое концентрированное выражение экономики...*» и «*политика не может не иметь первенства над экономикой*» меняются местами³⁰. Новые геополитические условия оказывают решающее влияние на динамику развития современного мира.

В этом случае с учётом действующих западных санкций, особенно в сфере ограничения доступа к высокотехнологическому оборудованию и самим технологиям освоения запасов и потенциальных ресурсов нефти, в том числе и арктического континентального шельфа, основой пространственной экономики России и функциональной доминантой стратегического планирования становится мобилизационная экономика.

Смыслом мобилизационной экономики является поддержание оборудования и технологических линий в состоянии готовности даже в условиях мирного времени, наличие и функционирование таких производств, которые в случае военной необходимости могут быть расширены в соответствии с масштабами и задачами военных операций и которые не надо создавать заново.

О стратегическом планировании развития Арктики — выбор целей

Определение стратегических целей планирования народного хозяйства является доминирующей проблемой обеспечения национальной безопасности, в то время как действующая Стратегия национальной безопасности³¹ является документом стратегического планирования, как и другие нормативные правовые акты, принятые на основании Федерального закона «О стратегическом планировании...»³².

Целеполагание является ключевым вопросом стратегического планирования, а выделение доминирующих целей определяет условия существования и развития государства с позиций обеспечения качества жизнедеятельности населения при сохранении безопасной среды обитания.

В процессе стратегического планирования выделяются актуальные горизонты, то есть такие периоды времени, которые требуются для достижения стратегических целей развития объекта планирования. Среднесрочным считается период, следующий за текущим годом, продолжительностью от трёх до шести лет включительно, долгосрочным — период свыше шести лет³³.

³⁰ Ленин В. И. Ещё раз о профсоюзах, о текущем моменте и об ошибках гг. Троцкого и Бухарина // ПСС. 5-е изд. 1972. Т. 42. С. 264–304.

³¹ См.: О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации: указ Президента РФ от 31.12.2015 № 683. URL: <http://base.garant.ru/71296054/> (дата обращения: 06.05.2023).

³² См.: О стратегическом планировании в Российской Федерации: федер. закон от 28.06.2014 №-172-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164841 (дата обращения: 06.05.2023).

³³ Там же.

Действующие документы стратегического планирования, определяющие развитие Арктики, разработаны в пределах долгосрочных актуальных горизонтов планирования. Это, в частности, указы Президента РФ, определяющие сухопутные границы Арктики³⁴, а также Основы государственной политики России в Арктике³⁵ и Стратегия развития Арктической зоны РФ³⁶ на период до 2035 г.

Указанные документы стратегического планирования приняты до начала СВО, поэтому не учитывают в полной мере новых геополитических условий развития России и Арктики, которые сформировались в 2022–2023 гг.

Для обоснования доминирующих целей развития Арктики в новых геополитических условиях проведения СВО актуальными являются среднесрочные горизонты планирования до 2028 г., разделённые на два этапа: 2023–2025 и 2025–2028 гг. в соответствии с поставленными целями СВО — демилитаризация и денацификация территорий Украины.

Первая из целей — демилитаризация частично достигнута: вооружения и военная техника (ВВТ), необходимая Украине, на 100 % поставляется из США и других стран НАТО, то есть задача внутренней демилитаризации решена сравнительно быстро, уже к середине 2022 г.

Что касается внешней демилитаризации, то это вопрос ближайшего времени: если в 2022–2023 гг. на Украину поставляются, как правило, устаревшие образцы ВВТ, находящиеся на складах стран НАТО, то к 2023 г. складские запасы практически исчерпаны, а производство ВВТ не налажено, так как мобилизационная экономика в условиях мирного времени не работала.

Что касается денацификации, то преодоление рецидива нацизма в Европе — длительная и кропотливая задача, сравнимая по сложности с аналогичной задачей, выполненной Советским Союзом на освобождённых территориях по окончании Великой Отечественной войны. То есть основная часть этой работы будет проводиться вне рамок «горячей фазы» или за пределами актуальных горизонтов стратегического планирования.

Новые геополитические условия противостояния по линии «Россия — НАТО» в горячей фазе СВО привели к тому, что опасность регионального военного конфликта в Арктике перестала быть «чисто теоретической». Смена акцентов произошла в марте 2023 г., когда все семь (кроме России) стран — членов Арктического совета приостановили свою деятельность в последнем.

В апреле 2023 г. Финляндия стала 31-м членом НАТО, то есть протяжённость границы России и НАТО увеличилась на 1340 км, включая сухопутную, морскую, речную и озёрную составляющие. Действия НАТО в Арктике при этом активизировались: в марте 2023 г. в Северной Норвегии и Норвежском море начались три крупных учения стран НАТО Joint Viking

³⁴ См.: О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации: указ Президента РФ от 02.05.2014 № 296 (с изм. на 05.03.2020). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162553/ (дата обращения: 06.05.2023).

³⁵ См.: Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года: указ Президента РФ от 05.03.2020 № 164. URL: <https://base.garant.ru/73706526/> (дата обращения: 06.05.2023).

³⁶ См.: О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 год: указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74710556/> (дата обращения: 06.05.2023).

(сухопутные), Joint Warrior (морские) и Arctic Forge, которое включает и территорию Северной Финляндии для отработки слаженности финского и американского контингента НАТО в этом регионе.

Целью и легендой этих учений была отработка переброски войск НАТО для конфликта с Россией через Северную Норвегию. Усиленная таким образом военная активность существенно увеличивает риски непреднамеренных инцидентов, особенно на море в акватории незамерзающего Баренцева моря. Это в новых геополитических условиях приведёт к развитию casus belli в Арктике.

Общеизвестно, к чему привело непреднамеренное сближение подводных лодок в Баренцевом море 12 августа 2000 г. — к гибели атомной подводной лодки «Курск».

Россия — крупная морская держава, поэтому обеспечение суверенитета страны над арктическими пространствами и землями, а также безопасности мореплавания носителей СЯС морского базирования, ракетных подводных крейсеров стратегического назначения является стратегической задачей, особенно при проведении СВО, для сохранения системы ядерного сдерживания.

Военно-морская деятельность России регламентируется документами стратегического планирования, в частности, Морской доктриной Российской Федерации и Основами государственной политики Российской Федерации в области военно-морской деятельности³⁷, с учётом геополитических тенденций регионального присутствия России в Арктике³⁸ и организации арктических коммуникаций³⁹ в западном и восточном стратегических направлениях.

Наиболее показательное региональное присутствие России в Арктике продемонстрировано при проведении совместно с Русским географическим обществом Комплексных арктических экспедиций⁴⁰ «Умка — 2021» и «Умка — 2022» в марте 2021 г. и сентябре 2022 г.

Центральным моментом экспедиции 2021 г. явилось всплытие в сложных ледовых условиях одновременно с интервалом в 300 м двух РПКСН четвёртого и третьего поколения проектов 955А и 667БДРМ, а также атомной подводной лодки специального назначения.

Подводные лодки всплыли в высоких широтах (на уровне 82° с. ш.) Северного Ледовитого океана. Это свидетельствует о высокой боевой готовности СЯС морского базирования: дальность полёта баллистических ракет превышает расстояние от точки всплытия до южной границы США (примерно 30° с. ш.), то есть около 4100 миль, или 7600 км.

В летний период навигации (сентябрь 2022 г.) две подводные лодки четвёртого поколения РПКСН проекта 955А «Борей-А» и многоцелевая

³⁷ См.: Морская доктрина Российской Федерации: указ Президент РФ от 26 июля 2015 г. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_208427/ (дата обращения: 06.05.2023); Основы государственной политики Российской Федерации в области военно-морской деятельности на период до 2030 года: указ Президента РФ от 20.07.2017 № 327. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_220574/ (дата обращения: 06.05.2023).

³⁸ Козьменко С. Ю. Региональное присутствие России в Арктике: геополитические и экономические тенденции // Арктика и Север. 2011. № 3. С. 15–26.

³⁹ Козьменко А. С. Пространственная организация коммуникаций при транспортировке арктической нефти на Восток // Изв. С.-Петербург. гос. экон. ун-та. 2020. № 6 (126). С. 136–141.

⁴⁰ Козьменко С. Ю. Задачи Военно-Морского флота по обеспечению экономических интересов России в новых геополитических условиях. 2023. № 4 (2113). С. 44–48.

подводная лодка проекта 885М «Ясень-М» совершили межфлотский переход с Северного на Тихоокеанский флот. Большую часть плавания (порядка 5500 миль) они провели под арктическими льдами.

Кроме того, в сентябре 2022 г. подводная лодка четвёртого поколения «Новосибирск» (проект 885М «Ясень-М»), совершающая межфлотский переход, и атомная подводная лодка Тихоокеанского флота (ТОФ) «Омск» (третьего поколения, проект 949А «Антей») впервые произвели из подводного положения в акватории Чукотского моря пуски противокорабельных крылатых ракет «Оникс» и «Гранит»⁴¹. Подводные лодки поразили сложную морскую мишень, имитирующую отряд боевых кораблей вероятного противника, на дистанции свыше 400 км.

Проведённые экспедиции подтверждают возможность обеспечения безопасности транспортировки грузов в акватории Северного Ледового океана и арктических морей в зимний («Умка — 2021») и летний («Умка — 2022») период навигации.

После начала СВО стратегические ядерные силы были приведены в полную боевую готовность, причём это коснулось СЯС морского базирования не только арктической группировки, но и тихоокеанской. Усиление подводной группировки СЯС ТОФ является элементом демонстрации силы и флага России на Тихом океане и направлено на превентивное сдерживание активности вероятного противника совместно с арктической группировкой СЯС.

В целом, стратегическое планирование развитие Арктики в этот период подчинено успешному завершению СВО в оптимальные обоснованные сроки и обеспечению боевой готовности Северного флота и экономических интересов России в Арктике в новых геополитических условиях.

1.3. Арктический флот в новых геополитических условиях

Северный флот, кроме участия в Комплексных арктических экспедициях «Умка — 2021» и «Умка — 2022», также был представлен в трёхстороннем военно-морском учении, которое проходило в юго-западной части Индийского океана 25–27 февраля 2023 г. с участием боевых кораблей стран — членов БРИКС (Россия, Китай и ЮАР). Участники учения в течение трёх дней отработали формирование многонационального отряда боевых кораблей в назначенном районе. Россия была представлена фрегатом Северного флота «Адмирал Горшков» с новейшей гиперзвуковой ракетой «Циркон» на борту, Китай — фрегатом, эсминцем и судном обеспечения, флот ЮАР — фрегатом.

В декабре 2021 г. — ноябре 2022 г. отряд боевых кораблей (ОБК) ТОФ в составе флагмана ТОФ РК «Варяг», БПК «Адмирал Трибуц» и большого морского танкера «Борис Бутوما» совершили дальний поход в Средиземное море, где были выполнены мероприятия боевого слаживания с другими флотами ВМФ России. За боевую службу ОБК провёл в море более 320 суток, пройдя свыше 63 тыс. миль, дважды прошёл восемь морей Тихого и Индийского океанов и принял участие в совместном российско-индийском военно-морском учении PASSEX (порт Кочин, Индия, январь 2022 г.), российско-китайско-иранском учении CHIRU 2022 (Оманский залив, январь 2022 г.), в котором отработали свои

⁴¹ Официальный отдел // Морской сборник. 2023. № 3 (2112). С. 23–45.

задачи 14 кораблей, и российско-китайском учении «Мирное море — 2022» (Аравийское море, январь 2022 г.)⁴².

Кроме того, 21–27 декабря 2022 г. корабли ТОФ во главе с флагманом РК «Варяг» приняли участие в традиционном российско-китайском военно-морском учении «Морское взаимодействие — 2022»⁴³, которое проходило в акватории Восточно-Китайского моря. Такие походы являются качественной отработкой мероприятий по обеспечению безопасности транспортировки стратегических грузов, в частности нефти, на всём протяжении от Средиземного моря через северные акватории Индийского океана до пункта базирования в зоне ответственности ТОФ.

Одним из ярких примеров согласования оборонной и экономической деятельности флота⁴⁴ явилось обеспечение безопасного перехода из зоны проекта «Сила Сибири — 3» (Охотское море) в район монтажа газопровода «Северный поток — 2» трубоукладчика «Академик Черский».

«Академик Черский» — судно, реконструированное в Китае в 2015 г., было оптимизировано к проведению подводных трубоукладочных работ для возмещения рисков отказа мировых трубоукладочных компаний работать в российских проектах в условиях санкций США.

С учётом уникальности самого судна и неординарности выполняемой задачи на проекте «Северный поток — 2» переход «Академика Черского» по маршруту Находка — Калининград обеспечивался кораблями и вспомогательными судами трёх флотов ВМФ России.

Переход стартовал в Находке 9 февраля 2020 г. при сопровождении БПК Тихоокеанского флота «Адмирал Виноградов» в направлении Малаккского пролива, по прохождении которого 25 февраля 2020 г. сопровождение было усилено сторожевым кораблем Балтийского флота «Ярослав Мудрый». Далее отряд прибыл в порт Коломбо 4 марта 2020 г., а два дня спустя «Академик Черский» и СК «Ярослав Мудрый» продолжили переход в сторону Аденского залива для встречи со вспомогательными судами Балтийского флота — танкером «Ельня» и морским буксиром «Виктор Конецкий». Эти суда обеспечивают безопасность перехода судов Баб-эль-Мандебским проливом, Красным морем и Суэцким каналом. Но, несмотря на такое сопровождение, «Академик Черский» по чисто геополитическим обстоятельствам сменил направление движения через Суэцкий канал и пролив Гибралтар на противоположное и в конце марта 2020 г. приступил к маневрированию вокруг Африки в сторону Европы.

Обстоятельства следующие, которые были и остаются актуальными в условиях действующих ограничений: в июле-августе 2019 г. в международных водах Гибралтарского пролива по запросу США британскими властями Гибралтара был задержан танкер Gracel (Adrian Darya 1), предположительно принадлежавший российской компании Russian Titan Shipping Line и доставлявший иранскую нефть в Сирию в обход санкций.

⁴² Официальный отдел // Морской сборник. 2023. № 1. С. 9–38.

⁴³ Там же. 2023. № 2. С. 3–28.

⁴⁴ Козьменко С. Ю. Согласование оборонной и коммерческой деятельности флота при реализации арктических энергетических проектов // Морской сборник. 2020. № 10. С. 56–60.

Это обстоятельство было учтено при проходе пролива Ла-Манш и датских проливов, поэтому переход в Балтийское море «Академик Черский» осуществлял, минуя европейские порты, в сопровождении СК «Ярослав Мудрый» и вспомогательных судов Северного флота — морского буксира «Николай Чикер» и танкера «Академик Пашин». В результате в мае 2020 г. через 83 дня после выхода из Находки «Академик Черский» прибыл в Калининград.

Этот опыт трудно переоценить в новых геополитических условиях, когда страны G7 (Великобритания, Германия, Италия, США, Франция, Япония, Канада), Евросоюза и Австралия (всего 29 стран) приняли решение об установлении потолка цен на российскую нефть на уровне 60 долл. за баррель. Ими же введён запрет (эмбарго) на морские перевозки российской нефти и нефтепродуктов по цене контракта выше этого потолка с 5 декабря 2022 г. и 5 февраля 2023 г. соответственно.

Доходы от экономического оборота нефти, нефтепродуктов, природного газа и газового конденсата — нефтегазовые доходы (НГД) имеют решающее значение при формировании доходов как федерального бюджета, так и Фонда национального благосостояния Российской Федерации. В структуре НГД порядка 80–82 % составляют доходы от экономического оборота нефти и нефтепродуктов, что в абсолютных единицах составило 7,3 и 9,4 трлн руб. в относительно стабильном 2021 г. и финансово сложном (из-за рекордного дефицита федерального бюджета — 3,35 трлн руб.) 2022 г.

Если учесть плановые значения НГД в пределах актуальных горизонтов планирования, то вес этих доходов в структуре ФБ РФ в 2023–2025 гг. будет варьироваться на уровне 34,2–31,8–30,3 % соответственно, а нефтяная доля в среднем составит 7,2 трлн руб., или 26,4 %, доходов ФБ РФ в эти годы⁴⁵.

Основными импортёрами российской нефти⁴⁶ в 2021 г. являлись, млн т: Европа (138,7), Китай (79,6) и США (9,9) — по сырой нефти; Европа (75,9), США (22,6) и Китай с другими странами АТР (20,4) — по нефтепродуктам.

Таким образом, полем обеспечения мобильности стратегических ресурсов нефти и нефтепродуктов в условиях западных рестрикций являются порядка 150 млн т сырой нефти и около 100 млн т нефтепродуктов, поставляемые по двум направлениям — в Европу и США. С учётом того, что в странах-импортёрах сырой нефти перерабатывающие мощности, как правило, сбалансированы по объёму и ассортименту, освоить выпадающий из российского экспорта объём нефтепродуктов в странах АТР не представится возможным. Здесь выход найден такой: наши партнёры по ОПЕК+ — Саудовская Аравия и страны Северной Африки заполняют нишу российской морской нефти в Европе, а Россия — то же в странах АТР.

Объём такого change (150 + 100 млн т в год) ежедневно составляет 5,0 млн баррелей, или 62,5 % (8,0 млн баррелей) российского экспорта.

Экономическим содержанием понятия мобильности нефтяных потоков является такое изменение логистических направлений транспортировки нефти и нефтепродуктов, которое обеспечивает плановые (с учётом выполнения

⁴⁵ Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. М.: Финпол, 2022. 72 с.

⁴⁶ BP Statistical Review of World Energy 2022. 71st ed. P. 60. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed 18.07.2022).

гособоронзаказа при проведении СВО) показатели НГД. При этом нефтяные доходы в ближайшие три года планируются на уровне 7,2 трлн руб. в год, а суммарные НГД — на уровне 8,7 трлн руб. ежегодно⁴⁷, это притом, что морская транспортировка газа в виде СПГ становится всё более актуальной, чем трубопроводная⁴⁸.

После вступления в действие потолка цен на морские поставки нефти большая часть российской нефти марки Urals, на которую распространяется эмбарго, была перенаправлена в Китай и Индию. Индия практически полностью компенсировала выпадающие объёмы российского морского экспорта в Европу (72 млн т в 2021 г.), увеличив морской импорт российской нефти в 2022 г. до 76 млн т, или более чем в 16 раз.

Трубопроводные поставки нефти из России в Китай⁴⁹ ограничены мощностью нефтепровода ESPO (East Siberia — Pacific Ocean = Восточная Сибирь — Тихий океан) на уровне 80 млн т в год, в том числе морские восточным маршрутом — грузооборотом порта Козьмино в 36,0 млн т.

Все стороны заинтересованы в сохранении базовых параметров мирового рынка нефти и нефтепродуктов, поскольку «удаление» с рынка этих 250 млн т российской нефти привело бы к неконтролируемому росту цен, главным образом в странах ЕС и США (в части тёмных нефтепродуктов).

Здесь следует особо подчеркнуть, что риск вторичных санкций для стран АТР компенсируется российской стороной в виде увеличенного дисконта к цене 1 барреля нефти марки Urals (относительно эталонной Brent), который колебался в течение года (с февраля 2022 г. по февраль 2023 г.) от 30 до 10 долл. за 1 баррель. В целом за последние три месяца цена 1 барреля российской нефти сложилась на уровне 74 долл.⁵⁰, или почти на 25 % выше «потолочного» значения.

Частично преодолеть санкции удалось благодаря использованию для морской транспортировки нефти судов подконтрольной России компании ПАО «Совкомфлот», флот которой состоит из порядка 75 нефтяных танкеров, в том числе 49 танкеров типоразмера Aframax (дедвейтом до 120 тыс. т), оптимизированных для плавания во льдах неарктических морей, 15 — Suezmax (до 200 тыс. т), 5 — типоразмера Panamax (дедвейтом порядка 71,0 тыс. т типа «Василий Динков») усиленного ледового класса Arc 6 для работы на проектах «Варандей» и «Приразломное» в Печорском море и 4 челночных танкеров MR (дедвейтом порядка 41,0 тыс. т типа «Штурман Альбанов») усиленного ледового класса Arc 7, которые совместно с 3 аналогичными челночными танкерами компании ООО «Газпром нефть шиппинг» составляют флот проекта «Ворота Арктики» в Обской губе Карского моря.

Кроме ПАО «Совкомфлот», во второй половине 2022 г. Россия приобрела на вторичном рынке около 600 танкеров различных типоразмеров и возраста.

⁴⁷ См.: Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. 2022. 72 с.

⁴⁸ Козьменко С. Ю., Маслобоев В. А., Матвишин Д. А. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ // Зап. Горн. ин-та. 2018. Т. 233. С. 554–560.

⁴⁹ Козьменко А. С. Пространственная организация коммуникаций при транспортировке арктической нефти на восток. 2020. № 6 (126). С. 136–141.

⁵⁰ Нефтяные санкции провалились // Аргументы недели. 2023. № 8.

В конечном итоге наличие такого мощного танкерного флота будет способствовать экспорту российской нефти, хотя в целом переход на отечественные танкеры продолжится и в дальнейшем, а доля импортных услуг в сфере морской транспортировки нефти и нефтепродуктов будет неизбежно сокращаться.

Отгрузка нефти на западе России в страны АТР выполняется традиционно из портов Приморска и Новороссийска.

Имеется некоторый опыт прохода по Северному морскому пути с запада на восток в летний период навигации 2019 г. двух челночных танкеров ПАО «Совкомфлот» типоразмера Афрамекс, ледовый класс ICE-1В, средний дедвейт 113,2 тыс. т, флаг Либерии, постройка 2018 г. на южнокорейской верфи Hyundai Heavy Industries. Эти два «зелёных» (работают на СПГ, то есть Dual Fuel) танкера «Перспект Менделеева» и «Ломоносовский проспект» в период 2 октября — 1 ноября 2019 г. и 28 сентября — 28 октября 2019 г. соответственно выполнили рейс из порта Приморск в Китай (скорее всего, до порта Йосу для перевалки на конвенционные танкеры) и доставили суммарно 200 тыс. т сырой нефти. Протяжённость маршрута порядка 8 500 миль, то есть средняя скорость на маршруте была достаточно приличной — 12 узлов. Это скорее тестовый проход, а для организации коммерческой транспортировки нефти по СМП круглогодично в восточном направлении из нефтеналивных портов, действующих на Северо-Западе России, следует обеспечить работу южной трассы в «режиме канала». Для этого потребуются существенно увеличить количество челночных танкеров усиленного ледового класса, допущенных к работе в арктических ледовых полях, и ледоколов, обеспечивающих «режим канала» в Восточной Арктике.

Поэтому для транспортировки российской нефти морем в страны АТР остаются круглогодично традиционные маршруты: Мурманск, — Приморск — Гибралтар — Порт-Саид — Суэц — Красное море — Индийский океан и далее по трассам Южного Шёлкового пути; то же из Новороссийска через Суэцкий канал. Для исключения санкционного риска при проходе через Гибралтарский пролив может быть использован маршрут вокруг Африки, который на 6 тыс. миль протяжённее трассы Гибралтар — Порт-Саид — Суэц — Красное море. И если санкционные риски как-то компенсируются за счёт дисконтирования цен, то в любом случае, понимая значимость для экономики России экспорта нефти в условиях действия объявленных ограничений, для минимизации срыва поставок нефти морским путём следует мобилизовать силы и средства Военно-морского флота России для обеспечения решения этой задачи.

1.4. Экономическая конъюнктура арктической нефти на закате глобализации

Текущее обострение санкционного противостояния началось ещё в 2013 г. и продолжилось в марте 2014 г. с возвращением Крыма в состав России; тогда среди прочего (дешёвых кредитов и др.) были введены ограничения на импорт технологий поиска, разведки и добычи нефти и газа (стадия upstream освоения нефтегазовых ресурсов) континентального шельфа. Это не могло не сказаться на интенсивности освоения Российской Арктики, особенно в газовой сфере при реализации проектов «Северный поток 1» и «Северный поток 2».

В июле 2017 г. по инициативе Конгресса США был принят закон «О противодействии противникам Америки посредством санкций» (Countering

America's Adversaries Through Sanctions Act — CAATSA). Закон стилизован под введение ограничений в энергетической сфере и направлен в основном против проекта «Северный поток 2». Принятие этого закона позволяет ограничить влияние России не только на энергетических рынках стран ЕС, но и в системе европейских международных отношений, так как нефть и природный газ настолько органично имплементировались в повседневную жизнь европейцев, что стали неотъемлемой частью обеспечения национальной безопасности. Причём срывы поставок энергетических ресурсов могут привести в европейских странах к социальным коллизиям национального масштаба.

Россия является одним из лидеров в добыче нефти. В 2021 г. на тройку лидеров (США — 711,1, Россию — 536,4 и Саудовскую Аравию — 515,0 млн т) приходилось 41,8 % мировой добычи, порядка 38,1 % экспорта сырой нефти (Саудовская Аравия — 323,2, Россия — 263,6 и Канада — 197,4 млн т) и 36,1 % (США — 244,4, Россия — 140,7 и Саудовская Аравия — 57,7 млн т) экспорта нефтепродуктов⁵¹.

Такие конкурентные позиции на мировом рынке нефти и нефтепродуктов свидетельствуют о доминировании этих энергетических ресурсов в структуре российской экономики.

Экономический оборот нефти и газа формирует нефтегазовые доходы федерального бюджета России за счёт поступления двух основных видов платежей: налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) — нефти, природного газа и газового конденсата и вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и товары, выработанные из нефти, а также природный газ. Причём НДПИ на нефть и таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты в сумме составляют более 82 % в общей структуре этих платежей. В целом нефтегазовые доходы по актуальным (с 1 января 2018 г.) бюджетным правилам и содержанию текущего большого налогового маневра (БНМ)⁵² составили в 2018 и 2019 гг. 46,4 и 39,3 % доходной части федерального бюджета РФ с некоторым снижением этого показателя в годы пандемии COVID-19 до 28,0 и 35,8 % в 2020 и 2021 гг. соответственно (табл. 1).

Таблица 1

Структура доходов федерального бюджета РФ

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Цена на нефть марки Urals, долл/барр.	70,0	63,6	41,7	69,0
Доходы федерального бюджета РФ, трлн руб.*	19,5	20,2	18,7	25,3
Ненефтегазовые доходы, % к*	53,6	60,7	72,0	64,2
Нефтегазовые доходы, % к*	46,4	39,3	28,0	35,8
в том числе НДПИ на нефть и таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты, % к нефтегазовым доходам	82,4	85,6	74,3	85,0

Примечание. Федеральный бюджет // Министерство финансов Российской Федерации. URL: <https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения: 20.07.2022).

⁵¹ BP Statistical Review of World Energy 2022. 71st ed. P. 60.

⁵² Козьменко С. Ю. Экономическое доминирование России на мировом рынке нефти // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2020. № 2 (68). С. 64–72.

В августе 2018 г. утверждён новый шестилетний (до 2024 г.) порядок сопряжения величины НДС и вывозной таможенной пошлины на сырую нефть⁵³. По итогам 2018 г. в структуре «нефтяных» платежей 66,6 % приходилось на НДС, остальные 33,4 % — на вывозные таможенные пошлины на сырую нефть. Согласно новому порядку, экспортная пошлина на сырую нефть ежегодно в течение шести лет снижается на 5 % с тем, чтобы к 2024 г. значение этого показателя составляло 0, при этом НДС на нефть ежегодно повышается пропорционально. Таким образом, практически вся налоговая нагрузка нефтегазового сектора перейдёт на внутренний рынок, что позволит стимулировать наращивание экспорта нефти и нефтепродуктов, активизировать работу НПЗ и вернуть часть доходов от беспошлинной торговли нефтью и нефтепродуктами со странами ЕЭС.

Кроме того, в странах с сырьевой ориентацией экономики существует общепринятое в мировой практике бюджетное правило, экономическое содержание которого заключается в регулировании нефтегазовых доходов и накоплении суверенных фондов, в России с 1 января 2018 г. это Фонд национального благосостояния.

С этого времени введена актуальная конфигурация бюджетных правил, согласно которым для наполнения ФНБ устанавливается цена отсечения 1 барр. нефти марки Urals в ценах 2017 г. в размере 40 долл. с последующей индексацией ежегодно на 2 %: в 2018 г. — 40,8, 2019 г. — 41,6 и т. д., в 2022 г. — 44,0. «Нефтяные» доходы от превышения цены на нефть уровня отсечения направляются в Фонд национального благосостояния. Так, в 2018 г. он пополнился до 4036,0 млрд руб., а в последующие 2019–2021 гг. до 7773,0, 13545,7 и 13565,35 млрд руб. соответственно⁵⁴.

Таким образом, на начало 2022 г., благодаря освоению нефтяных ресурсов, в России создана «подушка безопасности», превышающая 13,5 трлн руб., что составляет более 70 % доходной части годового федерального бюджета РФ.

Значимость нефти в социально-экономическом развитии Российской Федерации подтверждается растущей долей нефтяного сектора в ВВП: в первом квартале 2022 г. эта доля составила 21,7 против 17,3 и 17,1 % в 2021 и 2020 гг. соответственно. В период общего спада экономики это означает, что тренд падения нефтегазового сектора не так велик, как спад экономики в целом. Динамика оттока капитала из экономики России в этот период росла с 50,4 млрд долл. в 2020 г. до 71,0 млрд долл. в 2021 г. и 138,0 млрд долл. за первые шесть месяцев 2022 г.

Поэтому не удивительно, что с началом СВО 24 февраля 2022 г. последовали очередные пакеты санкций именно в энергетической сфере. Шестой и, очевидно, не последний пакет санкций против РФ введён в начале июня 2022 г., тогда страны ЕС отказались от импорта российской нефти по морю, оставив пока поставки трубопроводного сырья.

Таким образом, полем обеспечения мобильности стратегических ресурсов нефти и нефтепродуктов в условиях западных рестрикций являются порядка 150 млн т сырой нефти и около 100 млн т нефтепродуктов, поставляемые по двум «токсичным» направлениям — в Европу и США.

⁵³ Федеральный бюджет // Министерство финансов Российской Федерации. URL: <https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения 20.07.2022).

⁵⁴ Там же.

Экономическое содержание понятия мобильности нефтяных потоков состоит в таком изменении логистических направлений транспортировки нефти, которое обеспечило бы плановые (с учётом выполнения гособоронзаказа при проведении СВО) показатели валютной выручки. При этом физический объём экспорта сырой нефти и нефтепродуктов остаётся на согласованном в системе ОПЕК+ уровне. Это соответствует добыче в 10,5–11 млн барр. в день.

Морские поставки нефти и нефтепродуктов в США сравнительно невелики и суммарно составляют 32,5 млн т, или 7,8 % от всего нефтяного импорта США (3,3 % по сырой нефти и 20,0 % по нефтепродуктам). Однако следует особо подчеркнуть, что Россия поставляет в США тяжёлую нефть марки Urals и тёмные нефтепродукты (все виды мазутов, дистиллятные масла, газотурбинные и моторные топлива, вакуумные газойли, гудроны и битумы), получаемые из тяжёлых смесей. Найти замену на мировом рынке таким, пусть и небольшим по объёму поставкам в одночасье достаточно сложно или даже практически невозможно, поскольку ближайший поставщик такой нефти — Венесуэла также находится под санкциями и поставки прекращены.

Морская транспортировка нефти из России в Европу и Соединённые Штаты осуществляется из портов Приморск (мощность 60 млн т в год) и Новороссийск (мощность 40 млн т в год), расположенных в акватории Балтийского (северное побережье Финского залива) и Чёрного морей. Средняя нагрузка порта Приморск, которая имеет тенденцию к снижению, за последние пять лет составляет порядка 91,5 % (66,5 % по сырой нефти и 25,0 % — по нефтепродуктам). Балтийская трубопроводная система — 2 снабжает нефтью порт Усть-Луга (мощность 30 млн т) на южном побережье Финского залива со средней нагрузкой более 90 %.

Глубины Новороссийской бухты позволяют принимать и обрабатывать нефтяные танкеры⁵⁵ с осадкой до 19,0 м и дедвейтом порядка 250 тыс. т, оптимизированные для прохода Малаккским проливом. Глубины портов Приморск и Усть-Луга (16,5 и 17,5 м) позволяют обрабатывать суда дедвейтом 150 и 160 тыс. т соответственно (типоразмер Суэцмакс), эти суда оптимизированы для прохода по Суэцкому каналу, то есть имеют соответствующие габариты и осадку не более 16 м.

В этих портах осуществляется перевалка нефти Urals — основной экспортной марки российской нефти, которая представляет собой смесь тяжёлых нефтей Поволжья и лёгкой нефти Siberian Light, добываемой на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Плотность смеси составляет порядка 865 кг/м³, или 31,5° API, с содержанием серы в 1,2–1,6 %. Эта смесь составляет порядка 80 % российского нефтяного экспорта и обычно торгуется с дисконтом в 3–4 долл. относительно эталонного сорта Brent blend. Однако в условиях санкций средний дисконт (в июне-июле 2022 г.) сложился на уровне 28–30 %, то есть в этот период нефть марки Urals торговалась с учётом дисконта на уровне 77–80 долл. за баррель. Эта цена практически вдвое превышает цену отсечения в 2022 г., то есть обеспечивает рентабельность реализации нефтяных запасов.

Транспортировка нефти в Европу также осуществляется по нефтепроводу «Дружба» суммарной мощностью 66,5 млн т в год. В районе г. Мозырь (Белоруссия) нефтепровод разделяется на две ветки: три нитки южной ветки

⁵⁵ Типоразмер VLCC — VeryLargeCrudeCarrier или Малаккамакс.

пропускной способностью в 16,7 млн т доставляют нефть в Украину, Венгрию, Словакию, Чехию и Хорватию; две нитки северной ветки пропускной способностью в 49,8 млн т — в Польшу, Германию, Латвию и Литву. За последние пять лет по нефтепроводу «Дружба» было транспортировано лишь 48,0–49,0 млн т, или 72–73,5 % от его суммарной мощности. В марте 2022 г. практически прекращены поставки нефти по северной ветке и частично по южной. Нефть поставляется в Восточную Германию (для НПЗ на территории бывшей ГДР, которые оптимизировались в своё время под российскую нефть) и почти в полном объёме в Венгрию и Хорватию. 4 августа 2022 г. Украина остановила прокачку нефти по южной ветке на Венгрию, Чехию и Словакию, поскольку Россия не смогла выполнить платёж за транзит в августе текущего года из-за санкций ЕС.

По опыту марта-июля 2022 г. суммарные за год поставки по нефтепроводу «Дружба» могут быть на уровне порядка 15,0–16,0 млн т.

На востоке морская транспортировка нефти осуществляется через порт Козьмино (бухта Находка, Японское море)⁵⁶ актуальной мощностью 36 млн т в год со средней нагрузкой в 2020–2021 гг. на уровне 34,0 млн т. До 80 % нефти направляется в Китай. Получателями нефти из порта Козьмино также являются (2021 г.): Япония — 7 %, США — 6 %, Южная Корея — 4 %, Малайзия — 2 %, Сингапур — 1 %. После реконструкции и модернизации 2017 г. порт Козьмино был оптимизирован для приёма танкеров типоразмера Суэцмакс дедевейтом до 150 тыс. т. Здесь предполагается использование танкеров ПАО «Совкомфлот» ледового класса на уровне ICE-1A (Arc-4), поскольку Японское море относится к замерзающим неарктическим морям. Нефть доставляется в порт Йосу (Южная Корея, Корейский пролив), где перегружается на конвенционные танкеры большей грузоподъемности для дальнейшей транспортировки в порты Южно-Китайского моря.

Кроме того, доставка нефти в восточном направлении выполняется через магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО). С ноября 2019 г. нефтепровод выведен на максимальную мощность: ВСТО-1 «Тайшет — Сковородино» — 80 млн т/год; ВСТО-2 «Сковородино — порт Козьмино» — 50 млн т/год. Мощность отвода граница РФ — КНР (Сковородино — Мохе) составляет 30 млн т в год.

На востоке непосредственно в Китай нефть поставляется через этот отвод (30 млн т), нефтепроводом через Казахстан (10 млн т), через порт Козьмино (около 28,0 млн т) и железнодорожным транспортом. Таким способом транспортные коммуникации на востоке России позволяют обеспечить поставку в Китай не более 70–72 млн т нефти.

Явные преимущества российской нефти — это, во-первых, безопасность поставок. Основная импортная нефть поставляется в Китай южным маршрутом (Южным Шёлковым путём) через проливы, находящиеся в зонах действия международного терроризма. Кроме того, эти проливы (например, Малаккский и Сингапурский) в случае обострения геополитического противостояния могут быть легко заблокированы ВМС США. Российская нефть поступает с севера, и коммуникации поставок не доступны для постороннего воздействия.

⁵⁶ Экспорт нефти через порт Козьмино в 2021 году увеличился до рекордных 35,1 млн тонн // Находкинский рабочий: газета. URL: <http://nr-citynews.ru> (дата обращения: 18.08.2022).

Расположение нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» исключает указанные риски и обеспечивает явное логистическое преимущество — более «короткое транспортное плечо», что сказывается на цене нефти. *Во-вторых, качественные параметры нефти*, поставляемой через нефтепровод ВСТО. Это смесь, обозначенная аббревиатурой, основе которой лежит английский перевод названия нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» (East Siberia — Pacific ocean) — ESPO blend. Нефть премиальная относительно эталонного для стран АТР сорта нефти Dubai crude по плотности (34,8° и 31° API) и содержанию серы (0,53–0,62 и 2,0 %), поэтому торгуется с премией в 3,5–4,5 долл/барр.

В мае 2022 г. морской импорт нефти сорта ESPO в Китай резко возрос до рекордных 1,1 млн барр/сут по сравнению с 800 тыс. барр/сут в 2021 г., или на 37,5 %. Таким образом, сорт ESPO претендует на то, чтобы стать эталонным на рынке Северной Азии.

Однако основные месторождения, наполняющие нефтепровод ВСТО нефтью ESPO blend, в частности, Ванкорское (Красноярский край), Верхнечонское (Иркутская обл.) и Талаканское (Республика Саха (Якутия) уже достигли максимально возможного уровня выработанности⁵⁷, поэтому ожидать увеличения добычи на этих месторождениях не оправданно, однако в условиях снижения поставок в Европу часть нефти из европейской России может быть направлена на восток через систему «Транснефти».

Таким образом, нехватка добычных мощностей, как и ограничение мощности нефтепровода ВСТО уровнем 80 млн т и порта Козьмино (до 36 млн т), является существенным препятствием для наращивания экспорта нефти в Китай⁵⁸.

Политика наращивания экспортного потенциала нефти в Китай и Южную Корею до 100 млн т и более неминуемо приведёт к дефициту добычных мощностей в Западной и Восточной Сибири, в том числе в Республике Саха (Якутия). Кроме того, требует модернизации и расширения система транспортировки нефти в восточном направлении, а также усиления ВСТО за счёт строительства дополнительных нефтепроводов или организации транспортировки нефти по Северному морскому пути (Полярному Шёлковому пути) в восточном направлении. При этом следует подчеркнуть, что наиболее развитыми являются юго-восточные и восточные провинции Китая, поэтому плечо нефтепровода ВСТО будет увеличиваться как минимум на 4–5 тыс. км, то есть нефть нужна, главным образом, в прибрежных провинциях Восточно- и Южно-Китайского морей.

С учётом всех этих обстоятельств «свободный остаток» от торговли с Европой может явиться средством формирования нефтяных доходов федерального бюджета РФ и ФНБ для успешного завершения СВО и обеспечения поступательного развития экономики России.

⁵⁷ Sharf I. V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 19: [XIX International Scientific Symposium in honor of Academician M. A. Usov “Problems of Geology and Subsurface Development, PGON 2014”]. 2015. P. 12–079; The influence of the pipeline system on the socio-economic development of oil and gas regions / I. V. Provornaya [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: [International Scientific and Research Conference on Knowledge-Based Technologies in Development and Utilization of Mineral Resources]. 2021. P. 012021.

⁵⁸ Козьменко С. Ю. Экономическое доминирование России на мировом рынке нефти. 2020. № 2 (68). С. 64–72.

Проблема состоит в том, как в условиях санкций доставить 150 млн т сырой нефти и 100 млн т нефтепродуктов перспективным потребителям в странах АТР, прежде всего, в Китай, Индию, Южную Корею.

Арктическая нефть представлена тремя крупными энергетическими проектами, локализованными в акватории Печорского моря и Обской губы, то есть в относительно благоприятных с позиций ледовитости районах Арктики.

В Арктике расположены два крупных нефтеналивных порта. Это Мурманск с 17 причалами общей протяжённостью около 3 тыс. м. Порт может принимать суда осадкой до 15,5 м и дедвейтом до 150 тыс. т. В акватории Кольского залива размещены два рейдовых перевалочных комплекса (РПК): «Норд» на базе танкера-накопителя «Умба» мощностью 15 млн т в год и «Кола» на базе одноимённого танкера-накопителя мощностью 12 млн т нефти в год.

С 2004 г. в дельте реки Северная Двина функционирует Архангельский нефтеналивной терминал, который работает в круглогодичном режиме и оптимизирован для обработки танкеров дедвейтом до 30 тыс. т., мощность производственного комплекса — 4 млн т в год.

В акватории Печорского моря отгрузка нефти производится в рамках проектов «Варандей» (с морского ледостойкого отгрузочного причала (СМЛОП) «Варандей») и «Приразломное» (с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная»).

Добычной базой проекта «Варандей» (ПАО «Лукойл») являются месторождения арктических НГО Тимано-Печорской НГП. Пропускная способность проекта и СМЛОП «Варандей» составляет 12 млн т нефти в год (240 тыс. барр/сут). Экспортный сорт «варандейская смесь» по качественным характеристикам содержания серы сравним с эталонным Brent blend (до 1 %), но в целом уступает ему. С 2018 г. в акватории Кольского залива функционирует рейдовый перевалочный комплекс (РПК) «Кола» с одноимённым танкером-накопителем дедвейтом порядка 300 тыс. т и пропускной способностью в 12 млн т нефти в год. Оператором РПК «Кола» является ООО «ЛК Волга».

Арктическая нефть марки Arctic Oil (ARCO), добываемая с Приразломного нефтяного месторождения, впервые поступила на мировой рынок в апреле 2014 г. Это проект ПАО «Газпром» (НК «Газпром нефть»). Нефть добывается и отгружается с МЛСП «Приразломная» и доставляется на РПК «Норд» в Кольском заливе. Основой этого РПК является танкер-накопитель «Умба» дедвейтом более 300 тыс. т. Максимальный уровень добычи на этом проекте составляет 6,0 млн т в год, суммарная пропускная способность РПК «Норд» — 15 млн т в год.

Экспортный сорт ARCO является наиболее тяжёлой (906 кг/м³, 24° API) и сернистой (2,3 %), с низким содержанием парафина нефтью среди российских экспортных маркерных сортов. На мировом рынке ARCO торгуется с дисконтом относительно нефти эталонной марки Brent (плотность 825–828 кг/м³, порядка 39° API; содержание серы — 0,4 %), дисконт составляет 4–5 долл/барр. Этот сорт экспортируется для использования на сложных НПЗ стран северо-западной Европы и может поставляться в США.

Для обеспечения транспортировки нефти из акватории Печорского моря к РПК «Кола» и «Норд» создан флот челночных танкеров проекта 1660 в составе пяти единиц усиленного ледового класса Arc6. Все танкеры типоразмера Панамакс построены по заказу ПАО «Совкомфлот»: три на южнокорейской

верфи “Samsung Heavy Industries” (г. Пусан, Ю.Корея) для проекта «Варандей» и два (после получения компетенций) — на ОАО «Адмиралтейские верфи», Санкт-Петербург, для проекта «Приразломное». Флот челночных танкеров Печорского моря плавает под флагом России (табл. 2).

Таблица 2

Состав Арктического флота челночных танкеров

Название танкера	Дедвейт, т	Проект	Судоверфь	Эксплуатация, год	Оператор
Василий Динков	71250,0	Варандей	SHI ^{1*}	2008	Совкомфлот
Капитан Готский	71230,0	Варандей	SHI ^{1*}	2008	Совкомфлот
Тимофей Гуженко	71290,0	Варандей	SHI ^{1*}	2009	Совкомфлот
Михаил Ульянов	69830,0	Приразломное	AB ^{2*}	2010	Совкомфлот
Кирилл Лавров	70050,0	Приразломное	AB ^{2*}	2010	Совкомфлот
Штурман Альбанов	41455,0	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2016	Совкомфлот
Штурман Малыгин	41541,8	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2016	Совкомфлот
Штурман Овцын	41550,8	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2016	Совкомфлот
Михаил Лазарев	41012,0	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2019	Совкомфлот
Штурман Скуратов	44354,0	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2017	ГНШ ^{3*}
Штурман Щербинин	44354,0	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2017	ГНШ ^{3*}
Штурман Кошелев	44354,0	Ворота Арктики	SHI ^{1*}	2017	ГНШ ^{3*}

^{1*} Samsung Heavy Industries, Пусан, Южная Корея.

^{2*} ОАО «Адмиралтейские верфи», Санкт-Петербург, Россия.

^{3*} ООО «Газпром нефть шиппинг».

Для круглогодичного обеспечения функционирования третьего проекта «Ворота Арктики» на верфи “Samsung Heavy Industries” построен флот из шести челночных танкеров Arc7 проекта 42к Arctic Shuttle Tanker типоразмера MR. Позднее по заказу ПАО «Совкомфлот» был заказан седьмой челночный танкер — «Михаил Лазарев» (см. табл. 2).

Поскольку проект «Ворота Арктики» также является детищем ПАО «Газпром» (НК «Газпром нефть»), нефть сорта Novu Port доставляется на РПК «Норд» в Кольском заливе. Нефть сорта Novu Port по своим свойствам относится к категории лёгких (плотность на уровне нефти Brent с низким содержанием серы (около 0,1 %) и торгуется на мировом рынке с премией к нефти марки Brent в размере 3,0 долл/барр. Сорта Novu Port и ARCO обрабатываются отдельно.

Если попытаться решить задачу транспортировки арктической нефти Северным морским путём в восточном направлении, то имеем следующие исходные данные. Южная трасса СМП (через пролив Вилькицкого) свободна от ледовых полей максимум 100 дней в году. По состоянию арктических ледовых полей в 2020 г., когда был зафиксирован исторический минимум площади арктического льда (16 сентября 2020 г.) на уровне 3,818 млн км², южная трасса была свободна ото льда 107 дней — с 15 июля по 29 октября. В этот период скорость челночных танкеров усиленного ледового класса Arc6-Arc7 составляет по чистой воде порядка 15–16 узлов.

Среднее расстояние от центров отгрузки в Печорском море (проекты «Варандей» и «Приразломное») до корейского порта Йосу (пункт перегрузки на конвенционные танкеры дедвейтом 150 и более тыс. т) составляет порядка 4850 миль, то же от м. Каменный (проект «Ворота Арктики») — 3650 миль. По чистой воде круговой рейс составит только по ходу со скоростью 16 узлов 26 и 19 суток, это 4 и 5 кругов соответственно. Таким образом, за этот период навигации можно максимум перевезти $4 \cdot 5 \cdot 70 = 1400$ тыс. т из Печорского моря и столько же ($5 \cdot 7 \cdot 40 = 1400$ тыс. т) из Обской губы, всего 2,8 млн т, или примерно 12–13 % добываемой в Арктике нефти.

Для осуществления перевозок при наличии ледовых полей различной интенсивности необходимо ледокольное обеспечение⁵⁹. Если даже мобилизовать все имеемые в строю атомные ледоколы, этих сил не хватит для обеспечения безопасности коммуникаций в восточной Арктике — от пролива Вилькицкого до Берингова пролива. Необходимо также принять во внимание возрастающую опасность загрязнения окружающей среды при транспортировке нефти в сложных арктических условиях⁶⁰.

Весьма вероятные недружественные акции Великобритании следует учитывать при проходе танкеров с российской нефтью как Гибралтарским проливом, так и проливом Ла-Манш. Поэтому «Академик Черский» осуществлял переход в Балтийское море проливом Ла-Манш и через Северное море в сопровождении кораблей Северного флота — спасательного буксира «Николай Чикер», танкера «Академик Пашин» и сторожевого корабля Балтийского флота «Ярослав Мудрый», не заходя в европейские порты.

Таким образом, правильно выбранный маршрут и оптимально организованное движение танкеров на морских коммуникациях способствует обеспечению безопасности поставок нефти в заданные районы с реализацией принципа коммерческой целесообразности.

Основная задача морского и трубопроводного экспорта сырой нефти и нефтепродуктов в 2022 г. — наполнение нефтегазовых доходов федерального бюджета и ФНБ для обеспечения развития экономики России с безусловным выполнением гособоронзаказа для успешной реализации целей СВО.

⁵⁹ Развитие морских перевозок углеводородных ресурсов в Арктике / Н. А. Высоцкая [и др.]. Апатиты: КНЦ РАН, 2009. 163 с.

⁶⁰ Agarkov S., Kozmenko S., Teslay A. Organizing an oil transportation system in the Arctic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International Scientific Round Table “Logistics in the Arctic: problems of international cooperation”. 2020. P. 012011; Komarova A. V., Filimonova I. V., Novikov A. Y. The impact of the resource and environmental factors on the economic development of Russian regions // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 422–427.

Извечный российский вопрос: что делать... со 150 млн т сырой нефти и 100 млн т нефтепродуктов?.. Это почти половина российской добычи (46,6 %). С позиций только двух соображений — наполнение бюджета и проведение СВО — нужны те самые нефтегазовые доходы, о которых говорилось выше, включая ФНБ. Пока ресурсы есть, однако неизвестно, сколько продлится СВО. На вопрос о демилитаризации ответить не легче, но проще. Что же касается денацификации — это очень сложно и неопределённо. По опыту Германии, в ГДР для этого понадобилось минимум четыре года (1945–1949), а в ФРГ отзвуки нацизма слышны до сих пор. На денацификацию нужны огромные средства, источником получения которых являются технологии и ресурсы, называемые макрокритическими (или критическими макротехнологиями и макроресурсами), которые априори обеспечивают конкурентоспособность РФ на геополитическом и, самое главное, на геоэкономическом атласе современного мира. Это прорывные технологии в аэро- и гидродинамике, ядерной энергетике, а также добываемые в России ресурсы, без которых мировая экономика не может обойтись. Кроме нефти, это природный газ, золото и пресная вода, алюминий и уран, удобрения и зерно и т. д. Много чего. Главное — придать этому всему мобильность и обеспечить развитие страны.

Сокращать добычу нельзя вообще, а нефти, в частности, при этом на какое-то, может быть, продолжительное время, придётся смириться с дисконтом на российскую нефть. Здесь надо тонко и дипломатично работать в системе ОПЕК+ для удерживания цен на нефть, обеспечивающих рентабельность с учётом вынужденного дисконта.

Добыча нефти в России в 2021 г. составила 536,4 млн т, внутреннее потребление — 132,1 млн т, или 25 %. Если следовать логике Китая в части ориентации на внутренний рынок, то Россия не сможет освоить те самые 150 и 100 млн т нефти и нефтепродуктов. В Китае население составляет примерно 1420 млн чел., в России — 146 млн чел. Разница в 10 раз. Потребление в Китае составляет порядка 720 млн т, стало быть, в России должно быть тоже в 10 раз меньше, или примерно 72 млн т. С учётом российской бесхозяйственности и китайской бережливости оптимум где-то посередине — 100 с небольшим миллионов тонн.

Для того чтобы освоить дополнительные ресурсы в указанных объёмах, надо строить новые современные НПЗ, развивать нефтехимию, внедрять технологии не столько нефтедобычи, сколько нефтепотребления. Над этим надо работать, на всё это уйдёт много времени. Поэтому следует осваивать новые рынки сбыта, строить собственный танкерный флот, систему страхования этого флота и разрабатывать новые морские коммуникации, то есть обеспечивать мобильность экспорта нефтяных запасов⁶¹.

1.5. Арктический природный газ в динамике современной геополитики

Нефтегазовые доходы до сих пор имеют существенное образующее значение при формировании доходной части федерального бюджета: максимум НГД за последние пять лет составил 42 % в 2022 г., из которых около 85 %

⁶¹ Козьменко С. Ю., Козьменко А. С. Геоэкономика Арктики: мобильность стратегических ресурсов нефти на закате глобализации // Арктика и Север. 2022. № 4 (49). С. 38–54.

составляют нефтяные доходы и порядка 15 % — газовые, включающие НДС и экспортные таможенные пошлины.

Современная геополитическая динамика определяется контурами и обликом проводимой на территории Украины СВО.

Основой газотранспортной системы (ГТС) Украины является газопровод «Союз», построенный на базе Оренбургского газоконденсатного месторождения в 1975–1979 гг. Советским Союзом и другими странами Совета экономической взаимопомощи. Протяжённость «Союза» мощностью 26 млрд м³ по маршруту «Оренбург — западная граница СССР» составляет 2750 км, в том числе по территории Казахстана, России и Украины — 300, 882 и 1568 км соответственно. Точкой входа на территорию Украины у «Союза» является газоизмерительная станция (ГИС) «Сохрановка» на территории ЛНР. Поэтому прокачка через эту ГИС в мае 2022 г. была прекращена украинской стороной.

Точками выхода «Союза», как и всей ГТС Украины, в сторону Западной Европы являются ГИС «Берегово» (Венгрия), ГИС «Теково» (Румыния) и ГИС «Ужгород» (Словакия). Из Словакии газ поступает в Чехию, а оттуда в страны Западной Европы: Германию, Францию, Швейцарию (по газопроводу OPAL), Австрию, Словению и Италию (по газопроводу TAG).

Такая конфигурация «Союза» имела выраженную политическую подоплёку, поскольку строился газопровод в рамках, по существу, первой крупной сделки между Советским Союзом и Западной Германией «газ взамен на трубы». И, несмотря на то, что северный маршрут (Белоруссия — Польша — Восточная Германия) был существенно короче (в дальнейшем так был проложен газопровод «Ямал — Европа»), по настоянию ФРГ был выбран действующий южный маршрут.

Введение в эксплуатацию «Союза» в 1980 г. было подтверждением реального прорыва России на Запад, который со временем приобрел не только значимый экономический, но и геополитический контекст. К тому же за последние сорок с лишним лет природный газ, наряду с нефтью и нефтепродуктами, настолько органично вписался в жизнедеятельность населения и структуру потребления «коллективного Запада», что, как показывают события 2022–2023 гг., сложившиеся нарушения в логистических цепочках поставок вполне могут привести и уже приводят к социальным коллизиям национального масштаба.

В начале 1980-х гг. ГТС Украины интенсивно расширялась за счёт украинских веток газопроводов «Уренгой — Помары — Ужгород» (1983 г.) и «Прогресс» («Ямбург — западная граница СССР») (1988 г.) протяжённостью 1160 км каждая и мощностью в 28 и 26 млрд м³ в год соответственно. Остальные экспортные газопроводы, включая входы на территорию Украины через ГИС Белоруссии, менее мощные и в сумме способны обеспечить транспортировку газа в объёме порядка 60 млрд м³. Таким образом, пропускная способность ГТС Украины на границе с Россией составляет 288 млрд м³ в год (через 12 ГИС), на границе с ЕС — 142,5 млрд м³ (11 ГИС). В 1998 г. был достигнут исторический максимум транспортировки газа в Европу, составивший 141,0 млрд м³.

Какова реальная мощность ГТС Украины сегодня, не ясно. Система требует основательного ремонта. Перманентные газовые войны с Украиной привели к тому, что из общей мощности украинской ГТС по текущему контракту (2020–2024 гг.) на прокачку газа по принципу take or pay в 2020 г. востребованными оказались 45,6 % (по контракту прокачка составила 65 млрд м³), в 2021–2024 гг. — только 28 %, или 40 млрд м³.

Логика здесь такая: в 2021 г. и до мая 2022 г. прокачка газа через Украину осуществлялась через ГИС «Суджа» (газопровод «Прогресс») и «Сохрановка» (газопровод «Союз») мощностью порядка 26 и 14 млрд м³ (не все нитки «Союза» задействованы), что в сумме составляет те самые 40 млрд м³ или ежедневно 109,6 млн м³. Точки выхода обоих газопроводов с территории Украины одни и те же (ГИСы «Ужгород», «Берегово» и «Теково»). В мае 2022 г. ГИС «Сохрановка» (расположена на территории ЛНР) оказалась вне контроля украинской стороны. Осталась только ГИС «Суджа» (эта точка входа «Прогресса» на территорию Украины расположена в Сумской области), мощность которой составляет не более 72 млн м³ ежедневно против 109,6 млн м³ по контракту.

В первой половине февраля 2023 г. объём прокачки зафиксирован на уровне 31–36 млн м³ ежедневно, что соответствует годовой нагрузке в 11,3–13,1 млрд м³ природного газа⁶². Этот газопровод транспортирует газ по двум веткам: ГИС «Суджа» — ГИС «Кишинёв» через Кременчуг, Николаев и Одессу, обеспечивая поставки газа в Молдавию, и ГИС «Суджа» — ГИС «Ужгород», ГИС «Берегово» и ГИС «Теково» — транспортировка газа в Словакию, Венгрию и Румынию соответственно.

С 1 октября 2021 г. ПАО «Газпром» начал поставлять природный газ в Венгрию в обход Украины по газопроводу «Балканский поток» (продолжение европейской ветки «Турецкого потока»), при этом виртуальный реверс природного газа из Венгрии на Украину, естественно, закрывается, как и ГИС «Берегово» на украинско-венгерской границе⁶³.

Украинский транзит газа в Румынию для дальнейшей прокачки в Южную Европу также прекращён с введением в эксплуатацию «Турецкого потока» в январе 2020 г. Страны юга Европы, в том числе Румыния и Молдавия, считают «турецкий маршрут» более рентабельным и лишённым геополитических рисков.

Таким образом, Россия поддерживает транспортировку газа по газопроводу «Суджа — Ужгород — Словакия», скорее, только для того, чтобы выполнять свои обязательства по сохранению украинского маршрута. Так Россия реализует спотовые поставки газа в Европу со сроком на завтра.

Логика такого российско-украинского договора в следующем. За прокачку 40 млрд м³ газа по принципу take or pay по маршруту газопровода «Суджа» протяжённостью 1160 км Украина получает плату за транзит исходя из среднеевропейской ставки в 2,8 долл. за 1 тыс. м³ на 100 км. В любом случае, независимо от объёма реальной прокачки, Россия должна заплатить за прокачку этих 40 млрд м³ 1,3 млрд долл., что позволит Украине содержать и поддерживать в исправности ГТС — это 1 млрд долл. плюс 300 млн долл. прибыли.

Точка безубыточности достигается при годовом объёме прокачки в 30 млрд м³. Если после 2024 г. объём прокачки снизится, то ГТС Украины, видимо, придёт в запустение.

При этом следует подчеркнуть, что даже такие вроде бы небольшие объёмы сегодня значимы и для ПАО «Газпром», и для федерального бюджета России.

⁶² Поставки через Украину выросли на 15 % // РИА НОВОСТИ. 2023. 15 февраля. URL: <https://www.ria.ru> (дата обращения: 10.06.2023).

⁶³ «Газпром» начал поставки газа в Венгрию в обход Украины, и она тут же прекратила транзит // BFM.RU. 2021. 1 октября. URL: <https://www.bfm.ru/news/482656> (дата обращения: 10.06.2023).

В 2022 г. ПАО «Газпром» прокачивал по газопроводу «Суджа» в среднем 41–42 млн м³ газа в день⁶⁴, или порядка 15,1 млрд м³ за год.

Остальные европейские газотранспортные коммуникации в настоящее время не действуют. Это, прежде всего, взорванные 26 сентября 2022 г. обе нитки газопровода «Северный поток — 1» и одна нитка «Северного потока — 2», вторая уцелевшая нитка газопровода не может быть использована по геополитическим причинам. По таким же геополитическим причинам 30 марта 2022 г. польской стороной прекращена прокачка российского газа по газопроводу «Ямал — Европа», проходящего из России в Германию транзитом по территории Белоруссии и Польши.

Проектная мощность каждой нитки газопроводов «Северный поток — 1,2» составляет 27,5 млрд м³, а газопровода «Ямал — Европа» — порядка 33 млрд м³.

По существу, в настоящее время единственной газовой магистралью является «Турецкий поток», состоящий из двух веток, турецкой и европейской, мощностью по 15,75 млрд м³ каждая. Поставки природного газа в страны южной и юго-восточной Европы в 2022 г. составили порядка 15,0 млрд м³.

Попытки нанести удар по газопроводу «Турецкий поток» предпринимались в октябре 2022 г. и возможны в будущем, являясь частью современной версии «Большой игры». Это, со ссылкой на американский журнал “National Interest”, «гарантирует трансатлантическую энергетическую солидарность, разорвёт большое газовое кольцо, которое появилось после строительства «Северного потока — 2» и «Турецкого потока», что окончательно лишит Россию позиции газового монополиста в европейской части континента»⁶⁵.

В 2021 г. экспорт из России в Турцию составил 26,7 млрд м³, в том числе по «Голубому потоку» — 15,98 млрд м³ (это по контракту до 2026 г. по цене с привязкой к нефти в 800 долл. за 1 тыс. м³) и 10,72 млрд м³ — по спотовым ценам в 1400 долл. за 1 тыс. м³. Общее потребление газа в Турции в 2022 г. составило порядка 61 млрд м³ и имеется тенденция к росту. Если по максимуму, то экспорт газа из России в Турцию в 2023 г. может вырасти до 30 млрд м³; украинский транзит составит не менее 35–40 млрд м³, а поставки по европейской ветке «Турецкого потока» — 10–15 млрд м³. Итого порядка 80 млрд м³.

В 2022 г. экспорт газа из России в страны ЕС составил 68 млрд м³ (за счёт работы в первой половине года «Северного потока — 1» и газопровода «Ямал — Европа»), в 2023 г. ситуация сложнее: из 80 млрд м³ — это предельная возможность России в нынешних условиях, минус турецкие 30 млрд м³, на ЕС остаётся в лучшем случае 50 млрд м³. В стабильном 2021 г. Россия экспортировала в Европу 132 млрд м³ газа, то есть выпадающие объёмы импорта трубопроводного газа⁶⁶ в 2022 г. составили для ЕС 64 млрд м³, а в 2023 г. — на уровне 82 млрд м³. Законный вопрос: сможет ли Европа как-то компенсировать такие выпадающие объёмы импорта трубопроводного газа и сможет ли Россия восполнить выпадающие доходы федерального бюджета от такого снижения экспорта.

Всего российский трубопроводный экспорт 2023 г. прогнозировался на уровне 125 млрд м³: 80 млрд м³ (Европа и Турция), 30 млрд м³ (страны СНГ,

⁶⁴ Газпром» увеличил на 9,5 % прокачку газа через Украину // Коммерсантъ. 2023. 18 февраля. URL: <https://www.kommersant.ru> (дата обращения: 10.06.2023).

⁶⁵ См.: США пробуют вывести «Турецкий поток» из строя, прикрываясь землетрясением // REGNUM. 2023. 14 февраля. URL: <https://www.regnum.ru/news/3780223.html> (дата обращения: 10.06.2023).

⁶⁶ BP Statistical Review of World Energy. 71st ed. 2022. P. 60.

включая Казахстан и Белоруссию) и 15 млрд м³ (максимум, Китай по газопроводу «Сила Сибири — 1»). Это на 76 млрд м³, или почти на 38 %, меньше, чем в относительно стабильном 2021 г. (201 млрд м³).

В 2021 г. газовая составляющая НГД составила 1703,2 млрд руб., в том числе НДС — 577,8 и вывозная таможенная пошлина — 1125,4 млрд руб.⁶⁷. В 2023 г. из 125 млрд м³ прогнозируемого экспорта спотовый газ составит всего 50 млрд м³ (украинский транзит и турецкий газ из «Турецкого потока»), остальное — контрактный. То есть для сохранения баланса цена газа на споте (этих 50 млрд м³) должна вырасти в 2,5 раза относительно 2021 г.

Подчеркнём, такой дисбаланс возник из-за остановки работы газопроводов «Северный поток — 1» и «Ямал — Европа», при этом из экономического оборота было выведено 88 (55 + 33) млрд м³ транспортной мощности. Здесь следует особо подчеркнуть, что эти газопроводы поставляют газ в две страны Европейского союза — Германию и Польшу. При этом в 2022 г. (относительно 2021 г.) общее потребление природного газа в 27 странах ЕС и Великобритании снизилось с 590 до 545 млрд м³, собственная добыча слегка выросла с 212 до 227 млрд м³. Потребление трубопроводного газа сократилось почти на 84 млрд м³, но почти на 61 млрд м³ (в пересчёте на свободный газ) выросло потребление СПГ.

Увеличение поставок СПГ в страны Европейского союза (в 2022 г., по сравнению с 2021 г., Россия увеличила экспорт СПГ в ЕС на 15 % — с 17,4 до 20,0 млрд м³) вряд ли существенно коснётся Польши и Германии. В Польше пока единственный регазификационный терминал в Свиноустье мощностью 5 млрд м³ в год, в Германии таких терминалов нет вообще, то есть дефицит импорта трубопроводного газа 2023 г. *проявится, в основном, в этих странах в зиму 2023–2024 гг.* Потребление газа в Германии составляет порядка 91 млрд м³ в год, в Польше — 21,5 млрд м³ год. Если разделить пропорционально, то на Германию придётся 66 млрд м³ дефицита, на Польшу — 16 млрд м³, то есть примерно по 73 % от уровня потребления.

Увеличение поставок газа в Европу возможно также за счёт СПГ, но и здесь возможности России весьма ограничены. В Арктике и европейской части России действует единственный крупнотоннажный завод по производству СПГ — «Ямал-СПГ». Для обеспечения его деятельности на судовой верфи Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Company (Сеул, Южная Корея) построен Арктический газовый флот, состоящий из 15 судов (табл. 3). В состав Арктического газового флота входят танкеры-газовозы усиленного ледового класса Arc 7 типоразмера Yamalmax. Эти суда оптимизированы для прохода подходным каналом к порту Сабетта на полуострове Ямал. Ширина канала — 295 м, глубина — 15,1 м. Проект разработан финской компанией Aker Arctic по заказу «Совкомфлота». Проектная грузоподъемность — 172,6 тыс. м³ СПГ. Средняя стоимость одного танкера-газовоза составляет порядка 340 млн долл., всего тендера — 5,5 млрд долл.

Конструктивной особенностью этих газовозов является способность мореплавания «кормой вперёд» в сложных ледовых условиях (с толщиной льда

⁶⁷ Федеральный бюджет // Министерство финансов. URL: <https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения: 10.06.2023).

до 1,5 м) со скоростью порядка 5,5 узла и традиционно («носом вперёд») в открытой воде со скоростью 19,5 узла. Yamalmax относится к таким судам двойного действия (Double acting ship), что достигается с помощью трёх винторулевых колонок (ВРК) Azipod мощностью в 15 МВт каждая. Такие ВРК относятся к категории стратегического импорта, на который действуют санкционные ограничения. Главный вопрос при строительстве танкеров Arc7 — в монтаже и поставке ВРК Azipod, аналогов которым в России пока нет. Это уже проявилось в начале строительства следующей серии судов Yamalmax на судостроительном комплексе (ССК) «Звезда» по проекту «Арктик СПГ 2».

Таблица 3

Состав Арктического флота танкеров-газовозов

Название танкера	Ввод в эксплуатацию	Оператор	Флаг
Кристоф де Маржери	Январь 2017 г.	Совкомфлот (Россия)	Кипр
Эдуард Толль	Декабрь 2017 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Рудольф Самойлович	Декабрь 2017 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Николай Евгенов	Июнь 2019 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Владимир Воронин	Август 2019 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Георгий Ушаков	Октябрь 2019 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Яков Гаккель	Ноябрь 2019 г.	Teekay (Канада) ^{1*}	Багамские о-ва
Борис Вилькицкий	Ноябрь 2017 г.	Dynagas Ltd (Греция) ^{2*}	Кипр
Федор Литке	Ноябрь 2017 г.	Dynagas Ltd (Греция) ^{2*}	Кипр
Георгий Брусилев	Ноябрь 2018 г.	Dynagas Ltd (Греция) ^{2*}	Кипр
Николай Зубов	Декабрь 2018 г.	Dynagas Ltd (Греция) ^{2*}	Кипр
Борис Давыдов	Январь 2019 г.	Dynagas Ltd (Греция) ^{2*}	Кипр
Владимир Русанов	Март 2018 г.	MOL (Япония) ^{3*}	Гонконг
Владимир Визе	Октябрь 2018 г.	MOL (Япония) ^{3*}	Гонконг
Николай Урванцев	Июль 2019 г.	MOL (Япония) ^{3*}	Гонконг

^{1*} Teekay с дочерней китайской China LNG Shipping (Holdings) Limited (China LNG).

^{2*} Dynagas Ltd с ведущими китайскими судоходными компаниями Sinotrans и China LNG Shipping.

^{3*} MOL (Mitsui O.S.K. Lines Ltd) при участии China Shipping Development.

В проекте «Ямал — СПГ» участвуют российская компания «Новатэк» (50,1 %), французская Total и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (China National Petroleum Corporation — CNPC) — по 20 %, а также Китайский фонд Шёлкового пути (Silk Road Fund Co Ltd.) — 9,9 %. Суммарная мощность трёх крупнотоннажных и одной среднетоннажной («Арктический каскад») линий составляет порядка 18,6 млн т в год.

Здесь важно отметить существенные колебания экономической конъюнктуры трубопроводного газа относительно СПГ в зависимости от транспортного плеча поставки. При прочих равных условиях трубопроводная поставка является предпочтительнее (рентабельнее) морской на расстоянии до 2500 км, морская —

на более дальнем, свыше 4500 км. Особенно явно ценовое преимущество СПГ проявляется при поставках арктического природного газа в Европу⁶⁸.

Сжиженный природный газ проекта «Ямал-СПГ» практически весь был законтрактован на сроки от 25 до 40 лет ещё в 2014 г., в том числе участниками проекта: больше 50 % суммарной мощности — Novatek Gas & Power (2,86 млн т), Total Gas & Power (4 млн т) и CNPC (3,0 млн т). Кроме того, российская компания Gazprom Marketing & Trading Singapore (GM&T) заключила контракт на поставку до 2,9 млн т СПГ в год для перепродажи индийской GAIL, а компания Gas Natural Fenosa (Испания) — контракт на 2,5 млн т. Долгосрочные контракты на арктический газ также имеют компании Engie (Франция) — 1 млн т, британская Shell — 0,9 млн т, крупнейший энергетический трейдер Gunvor (Кипр) — 0,5 млн т. Оставшийся СПГ торгуется на спотовом рынке, в частности, TTF (Нидерланды).

Проект «Ямал-СПГ» ориентирован в основном на Запад и обеспечил в 2021 и 2022 гг. поставки СПГ в Европу на уровне 12,5 и 14,4 млн т соответственно.

Ценообразование с участниками проекта и другими трейдерами является гибким и учитывает региональные особенности формирования цен на природный газ, включая СПГ: для Европы используется groningenский принцип определения цены на газ на основе нефтяной корзины (мазута и газойля), контракт с CNPC привязан к «японскому коктейлю сырой нефти JCC».

В 2022 г. все действующие российские СПГ-проекты работали практически на полную мощность: «Ямал-СПГ» — 18,6 млн т; «Сахалин-2» — 11,6 млн т; «Криогаз-Высоцк» — 0,7 млн т и «КС «Портовая» (работает с сентября 2022 г.) — 1,5 млн т. Всего (с учётом потерь) — порядка 32,5 млн т, в переводе на свободный газ — примерно 46 млрд м³, это на 16 % больше, чем в 2021 г.

Экспорт российского СПГ 2022 г. распределился так: поставки в Европу увеличились с 17,4 млрд м³ в 2021 г. до 20,0 млрд м³ в 2022 г. (за счёт запуска проекта КС «Портовая» в сентябре 2022 г.).

В эти же годы экспорт российского СПГ в Индо-Тихоокеанский регион поднялся с 22,2 до 26,0 млрд м³ из-за значительного (в 6,3 раза) увеличения импорта российского СПГ в Индию — с 0,6 до 3,8 млрд м³.

В 2022 г. нефтегазовые доходы федерального бюджета РФ в целом увеличились за счёт роста цен на нефть и газ на 2500 млрд руб. и достигли уровня в 11 556,5 млрд руб. против 9056,5 млрд руб.

⁶⁸ Козьменко С. Ю., Маслобоев В. А., Матвишин Д. А. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ. 2018. Т. 233. С. 554–560.

2. ТЕНДЕНЦИИ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ «НОВОЙ АРКТИКИ»

2.1. Глобализация и пространственная организация морских коммуникаций в Арктике

Возможности и перспективы освоения арктического пространства сегодня актуальны как никогда. Это связано с несколькими факторами: во-первых, возрастает потребность в энергетических ресурсах, во-вторых, условия освоения территории становятся более благоприятными. На рубеже веков в научный оборот вводится понятие «новой Арктики», характеризующее этот геостратегический регион как пространство, развивающееся в эпоху глобального потепления. Это означает, с одной стороны, усиление открытости Арктики в плане создания предпосылок для конкуренции в сфере получения геополитических и экономических преимуществ в этом регионе, с другой — то, что в условиях глобального потепления Арктика перестаёт быть естественной преградой оборонного характера, что существенно для настоящего исследования. Данный факт определяет пространственную организацию рационального освоения энергетических ресурсов в Арктике, с учётом влияния этих процессов на состояние окружающей среды.

Стоит подчеркнуть, что необратимость процессов потепления, как и утверждение о возможном полном таянии арктического льда, не является истиной. В истории не описано примеров полного освобождения Арктики ото льда, тем не менее процессы потепления были описаны ещё в начале XX в., когда стало возможно за одну навигацию пройти Северный морской путь (СМП).

С использованием принципа цикличности при анализе процессов похолодания и потепления возможен расчёт параметров циклических колебаний в Арктике с максимумом льдообразования в марте и минимумом в сентябре. Так, можно установить наиболее благоприятный период для рациональной организации экономической деятельности в арктическом регионе. Феномен потепления является частью мирового климатического цикла, продолжительность которого можно выяснить на практике.

По находящимся в открытом доступе данным Национального центра снега и льда Университета Колорадо⁶⁹, с учётом выявленных закономерностей циклических колебаний, определяются три базовых цикла колебаний с продолжительностью в 11 лет, длина которых рассчитана по принципу подобия. Результаты расчёта ветвей подъёма и спада льдообразования в Арктике приведены на рис. 1.

Следуя общим принципам цикличности и учитывая свойства гармонии циклических колебаний, на основании известных науке циклических колебаний можем предположить о существовании сборки базовых циклов в один большой цикл льдообразования продолжительностью около 66 лет.

Согласно спутниковым данным, текущий цикл льдообразования относится к ветви спада. Период с 1961 по 1984 гг. характеризуется подъёмом, период 1984–2027 гг. — спадом. Предыдущий большой цикл льдообразования приходится

⁶⁹ Arctic Sea Ice News and Analysis / The National Snow and Ice Data Center (NSIDC). URL: <https://nsidc.org/arcticseaicenews/charctic-interactive-sea-ice-graph> (accessed 25.03.2023).

на период 1895–1917–1961 гг. с достижением максимума ориентировочно в 1910–1912 гг., тогда же состоялось первое сквозное плавание с востока на запад на ледокольных пароходах «Таймыр» и «Вайгач».

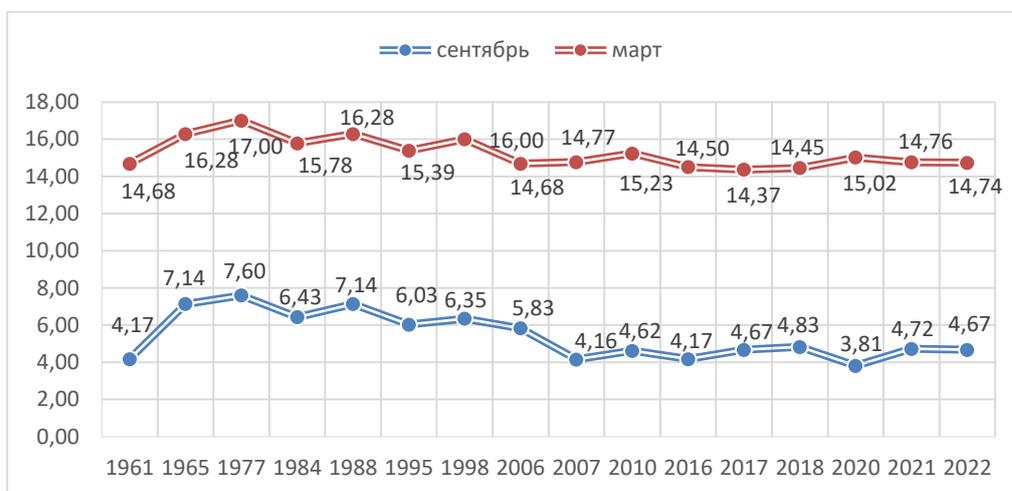


Рис. 1. Циклические колебания площади льда в Арктике с минимумом в сентябре и максимумом в марте с 1961 г., млн км²

Конфигурация текущего большого цикла также может быть вариативной и основываться на показателях текущего базового цикла 2016–2027 гг. Если показатели 2023 г. будут ниже данных за 2012–2013 гг., то текущий базовый цикл относится к ветви спада, если выше, это означает начало большого цикла увеличения площади ледового пространства.

Акватории арктических морей (всех, кроме Баренцева) почти круглый год покрыты льдом. В период начала замерзания акватории ледовую обстановку оценивают исходя из данных прошлого летнего периода. Чем больше льда сохранилось с прошлой зимы, тем раньше начнётся образование ледовой поверхности нового зимнего периода, или чем благоприятнее условия летом, тем позже начнётся замерзание акватории. В 2022 г. максимум льдообразования⁷⁰ в марте составлял 14,74 млн км² (1 марта) и минимум 4,67 млн км² (18 сентября).

Исторический минимум был зафиксирован в 2012 г.: минимальная площадь поверхности льда в сентябре составляла 3,39 млн км² (17 сентября), максимум в марте — 15,29 млн км² (19 марта). Минимальные значения площади льда в целом превышают показатели 2012 г., но находятся в диапазоне до 5 млн км².

Максимальная величина ледовой поверхности (16,59 млн км²) наблюдалась в марте 1979 г. За последние 43 года она плавно снижалась до 14,74 млн км². Графики циклических колебаний за 1979, 2012 и 2022 гг. представлены на рис. 2.

На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что характеризующаяся в целом ветвь спада льдообразования наращивает темпы увеличения площади ледового покрова, что говорит об относительно скором завершении фазы спада и переходе к этапу подъёма льдообразования в Арктике.

⁷⁰ Arctic Sea Ice News and Analysis / The National Snow and Ice Data Center (NSIDC). URL: <https://nsidc.org/arcticseaicenews/charctic-interactive-sea-ice-graph> (accessed 25.03.2023).

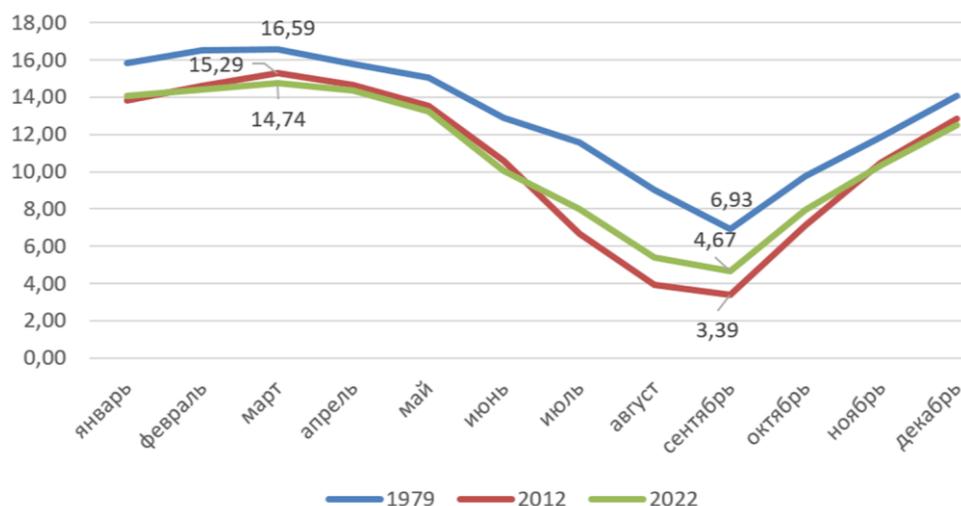


Рис. 2. Динамика льдообразования в 1979, 2012 и 2022 гг., млн км²

Основой арктической системы морских коммуникаций является Северный морской путь, который имеет протяжённость от бухты Провидения (Берингово море) до западного входа в пролив Карские ворота (Карское море) — 2500 миль, до порта Мурманск — 3000 миль. Морские коммуникации прокладываются по трём основным трассам: южная (70–78° с. ш.), северная (78–82° с. ш.) и полюсная (82–85° с. ш.). Полюсная трасса фактически находится вне юрисдикции РФ, северная в основном выполняет транзитные перевозки без захода в порты СМП. Основной, с позиции пространственной организации морских коммуникаций, выступает южная трасса, объединяющая морскую зону, арктическое побережье и воды арктических рек.

Условием открытия южной трассы СМП является показатель площади льда менее 6,8 млн км², для северной трассы — менее 5,7 млн км², для полюсной — менее 4,2 млн км². Таким образом, в 2022 г. южная трасса Северного морского пути была открыта 77 дней (4 августа — 20 октября), северная — 48 дней (24 августа — 11 октября), полюсная трасса была полностью покрыта льдом.

Оптимальным является использование южной трассы СМП в режиме «канала» (акватория Карского моря за исключением юго-восточной части вместе с Енисейским заливом) на круглогодичной основе, при необходимости с ледокольным обеспечением. Таким образом, можно вывести базовый принцип построения рациональной организации системы морских коммуникаций, который основывается на рациональном использовании трасс Северного морского пути, что позволяет комбинировать и варьировать различные варианты эксплуатации морских коммуникаций в зависимости от экономической ситуации.

В 2018 г. президентом России в рамках Стратегии пространственного развития России на период до 2025 года⁷¹ были определены основные векторы

⁷¹ См.: Стратегия пространственного развития России на период до 2025 года: распоряжение Правительства РФ от 13.02.2019 № 207-р // Правительство России: офиц. сайт. URL: <http://static.government.ru/media/files/UVAIqUtT08o60RktoOXI22JjAe7irNxc.pdf> (дата обращения: 25.03.2023).

развития арктического региона, в том числе Северного морского пути, как конкурентоспособной международной транспортной системы. Важность арктической зоны в экономическом и геополитическом аспектах определяется необходимостью контроля над природными ресурсами и морскими акваториями региона. Также СМП выполняет транзитные функции, развитие которых открывает перспективы роста транснациональных транзитных перевозок между европейскими портами и портами Тихоокеанского региона⁷².

Таким образом, рациональная пространственная организация морских коммуникаций рассматривается с точки зрения их развития в рамках СМП с учётом сложившейся экономической конъюнктуры. Согласно современному подходу пространственного развития, для формирования региональных рынков первостепенным является процесс создания коммуникаций. Невозможно освоение региона без развития арктического судоходства и транспортных связей, вместе с тем важно учитывать климатические и географические особенности Арктического региона.

По мере освоения территории приходится сталкиваться с поиском решений таких задач, как изменение ледового пространства, создание транспортной навигации, модернизация ледокольного и транспортного обеспечения, совершенствование системы управления. Для осуществления поставленных задач в рамках проведения в 2022 г. Восточного экономического форума⁷³ были подписаны документы, которые предполагают выделение суммы в 1,8 млрд руб. для создания инфраструктуры, которая позволит к 2030 г. достичь показателей по грузообороту СМП в 190–200 млн т. Стоимость всего глобального проекта составляет порядка 716 млрд руб., которые вложены корпорацией «Росатом» совместно с Фондом национального благосостояния. Основным приоритетом является обеспечение инфраструктурного развития минерально-сырьевых центров: создание агломераций, условий успешного предпринимательства. Потенциал СМП схематично представлен на рис. 3.

На сегодняшний день Северный морской путь не может составить конкуренции, например, такому транспортному узлу, как Суэцкий канал, грузооборот которого в 2022 г. составил 2 млрд т; для сравнения: оборот СМП за 2022 г. составил 34 млн т. В настоящее время дать оценку эффективности транзитных перевозок по СМП практически невозможно, так как не совсем понятно, какого рода грузы будут таким образом перевозиться.

Для того чтобы осуществить грандиозные планы по наращиванию грузооборота и увеличить пропускную способность СМП, планируется строительство двух ледоколов ЛК-60 и сдача в эксплуатацию в 2027 г. ледокола «Лидер», на строительство которого в 2019 г. было выделено 127,6 млрд руб. в целях обеспечения круглогодичной навигации по СМП. Для реализации растущего объёма перевозок планируется строительство крупных транспортных узлов в Мурманске и на Дальнем Востоке.

⁷² Иванова М. В., Козьменко А. С. Пространственная организация морских коммуникаций Российской Арктики // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2021. № 2. С. 92–104.

⁷³ Кремлева О. Восточный экономический форум // Экономика сегодня. 2022. URL: https://rueconomics.ru/23629327-zamministra_rf_po_razvitiyu_dal_nego_vostoka_i_arktiki_guseinov_propusknaya_sposobnost_smp_sostavit_200 mln_tonn_k_2030_godu (дата обращения: 25.03.2023).

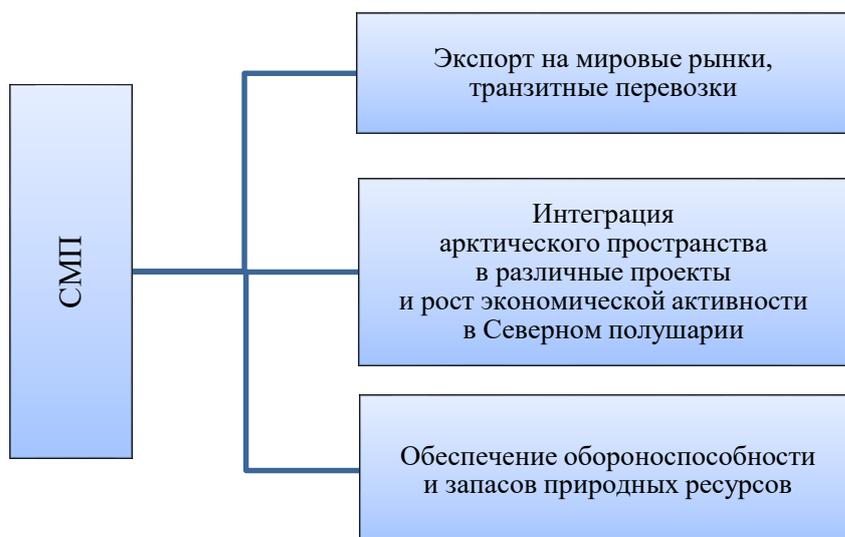


Рис. 3. Потенциальные функции Северного морского пути в рамках Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г.

Транспортная сеть, как и сейчас, в первую очередь будет предназначена для перевозки экспортных грузов из России: сжиженный природный газ, сырая нефть и уголь. Нарастание объёмов предполагается за счёт развития минерально-сырьевой базы.

Экономическое развитие арктического региона основывается на добыче углеводородного сырья и осуществлении работ по их поиску и добыче. Около 85 % запасов сосредоточено в Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и Баренцево-Карской нефтегазоносных провинциях (НГП), основную долю запасов обеспечивает Западно-Сибирская НГП.

В Западной Арктике имеется три основных нефтяных проекта:

1. «Варандей» (Ненецкий автономный округ), перевалка нефти производится через рейдовый перевалочный комплекс (РПК) «Кола», танкер-накопитель «Кола», и составляет порядка 7,5–8,0 млн т в год ввиду выработки базовых месторождений. Марка нефти — «варандейская смесь».

2. Платформа «Приразломная» (Ненецкий автономный округ), перевалка через РПК «Норд», танкер-накопитель «Умба» (оба перевалочных комплекса находятся в Кольском заливе). Марка нефти — ARCO.

3. «Ворота Арктики» (Ямало-Ненецкий автономный округ), перевалка через РПК «Норд», танкер-накопитель «Умба». Марка нефти — Novy Port.

Перевалка нефти по трём проектам к 2024 г. составит 24,5–25,5 млн т/год при загрузке рейдовых перевалочных комплексов более чем на 90 %. На рис. 4 запечатлен момент перевалки нефти с танкера «Штурман Скуратов» в танкер-накопитель «Умба».

Также в процессе строительства терминал «Бухта Север», предназначенный для отгрузки нефти с Пайяхской группы месторождений. Проектная мощность составляет 7,5 млн т нефти в год, объём частных инвестиций — 9 млрд руб.



Рис. 4. Процесс перевалки нефти с танкера «Штурман Скуратов» в танкер-накопитель «Умба» [URL: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения: 25.03.2023)]

Выделяют четыре основных порта, которые лидируют по грузообороту энергетических ресурсов. Порты Мурманск и Архангельск оказывают диверсификационные услуги, грузооборот Мурманского порта в 2022 г. составил 56,3 млн т (+3,2 % к 2021 г.), грузооборот порта Архангельск — 2,3 млн т (–28,7 % к 2021 г.), что обусловлено ограниченными возможностями приёма судов. Порты Саббета и Варандей оказывают монопрофильные услуги, грузооборот составил 28,4 (+1,6 %) и 5,9 (+26,9 %) млн т соответственно. Рост обусловлен удачным расположением близ нефтяных и газовых месторождений. Порт Варандей предназначен для экспорта нефти морским путём, которая добывается в Ненецком автономном округе, показатели перевалки в 2022 г. существенно увеличились за последние два года. Например, в 2020 г. объём грузооборота составлял 4,9 млн т, в 2021 г. — 4,3 млн т. В целом грузооборот по всем основным портам, кроме Архангельска, имеет положительную динамику, что говорит о наращивании темпов добычи, перевалки энергетических ресурсов.

Грузооборот арктического бассейна в целом вырос на 3,7 % (89,9 млн т, из которых перевалка сухих грузов составила 26,8 млн т, наливных — 63,1 млн т). Лидирующую позицию занимают порты Западной Арктики, осуществляющие круглогодичную поддержку навигации Мурманск — Дудинка для обеспечения деятельности компании ПАО «ГМК «Норильский никель»» и проводящие отгрузку нефти из Обской губы, нефтяного проекта «Варандей». Сравнение показателей грузооборота арктического бассейна за 2020–2022 гг. представлено на рис. 5.

В сравнении с 2020 г. показатели грузооборота снизились, что является стимулом для инвестирования средств в строительство и модернизацию специализированного транспортного флота (класса не ниже Arc 7), в суда ледокольного обеспечения и снабжения.

Российские топливно-энергетические компании составляют большинство из работающих на трассах СМП, европейские организации также участвуют во внутренних морских перевозках, но в меньшей степени. Были предоставлены тяжеловозы, вспомогательные суда для морских операций, большинство рейсов

проходило в акваториях Карского моря и Обской губы. Судоходные компании из Норвегии, Голландии и Бельгии предоставляли аппаратуру по дноуглублению Обской губы.

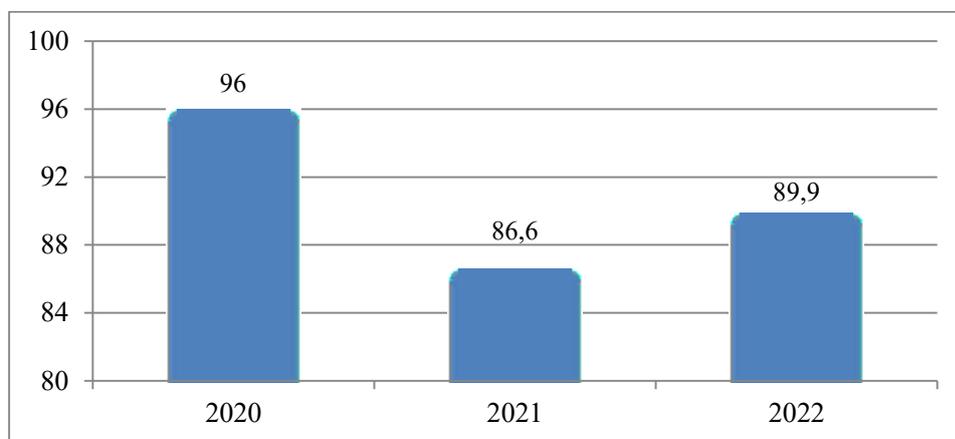


Рис. 5. Динамика грузооборота портов Арктического бассейна за 2020–2022 г., млн т

Внутреннее судоходство играет важную роль в социально-экономическом развитии региона. Правительством создано девять опорных арктических зон: Мурманская обл. (1), муниципальные образования Архангельской обл. (2) и Красноярского края (3), районы Республики Саха (Якутия) (4), Ямало-Ненецкий (5), Чукотский (6) и Ненецкий (7) автономные округа, арктические муниципальные образования Республики Карелия (8), Республика Коми, г. Воркута (9) — и предложено несколько перспективных инфраструктурных проектов (порты, терминалы, железные дороги и т. д.)

Касаемо нефти, можно выделить несколько таких проектов:

- добыча нефти в рамках проекта «Приразломное» (Ненецкий автономный округ, ПАО «Газпром-нефть»);
- стационарный морской отгрузочный причал Варандей (Ненецкий автономный округ, ПАО «Лукойл»);
- нефтедобыча на месторождениях — Новопортовском, Сандибинском, Ванкорском (Ямало-Ненецкий автономный округ, ПАО «Газпром-нефть» и ПАО «Лукойл»);
- Пайяхский проект — разведка, поиск и добыча нефти и газа, нефтепереработка, производство и сбыт нефтепродуктов (Красноярский край, ООО «ННК-Таймырнефтегаздобыча»).

Помимо нефтяных проектов, грузооборот СМП планируется поддерживать за счёт разработки месторождений газа, угля, золотодобычи, обогащения медно-золотых месторождений, производства концентрата. Участники проекта: ПАО «ГМК «Норильский никель»», компания «Северная звезда», АО «Зырянский угольный разрез», «Восток Инжиниринг», ООО «Золоторудная компания «Майское», KazMinerals⁷⁴.

⁷⁴ Иванова М. В., Козьменко А. С. Пространственная организация морских коммуникаций Российской Арктики. 2021. № 2. С. 92–104.

Всесторонняя модернизация арктического региона заложена в Стратегии пространственного развития РФ в пределах актуальных горизонтов планирования до 2035 г. Выделяются основные подходы социально-экономического развития, обеспечения национальной безопасности в Арктике. Временной интервал попадает на эпоху глобального потепления, что способствует созданию новых экономических возможностей, но вместе с тем и дополнительных рисков. В части транзитных грузов необходимо осознавать невозможность их перевозки в круглогодичном формате. Пока в режиме канала возможно использовать акваторию Обской губы, реку Енисей и часть Карского моря. Отсутствие судоходства по всему СМП определённо создаёт трудности международным компаниям, заинтересованным в поиске кратчайших путей из северо-восточной Азии в северо-западную Европу. Вопрос коммерческого использования СМП остаётся открытым, оценка страховых рисков, расходов на рейс также не всегда в пользу СМП. Но реализация стратегических целей поможет вывести коммуникации в арктическом регионе на новый уровень и в перспективе изменит направление международных транзитных перевозок.

Внутреннее судоходство в Арктике является доминирующим, большая часть грузов относится к отечественным, в основном экспортным. В ближайшее время планируется доставлять по трассам СМП не только энергетические ресурсы, но также зерно, руды и металлы. Достижение конкурентоспособности в международном транзите возможно только при наладке внутреннего судоходства и запуске круглогодичных перевозок по трассам СМП. Морской транспорт важен для региона, так как является источником в обеспечении жизнедеятельности населения и представляет собой чуть ли не единственный способ доставки продовольствия в сложных климатических условиях. Для России судоходство по Северному морскому пути имеет стратегически важное экономическое и геополитическое значение, так как он является коридором для всего арктического побережья, ведущим к Северному Атлантическому океану на западе и Северному Тихому океану на востоке.

2.2. Значение освоения нефти в системе регионального хозяйства

Наличие развитой системы населённых мест, то есть наличие населения на той или иной территории, является важнейшим показателем суверенитета государства на определённой территории. На сегодняшний день численность жителей арктического региона сокращается (табл. 4).

Население Ямало-Ненецкого, Ненецкого и Чукотского автономных округов увеличилось на 2,81, 5,95 и 1,63 % соответственно, а также оно выросло в Республике Саха (Якутия) (3,88 %) и Красноярском крае (0,62 %).

Сухопутные границы Арктической зоны РФ представлены на рис. 6.

В структуре ВРП Ямало-Ненецкого, Ненецкого автономных округов превалирует добыча полезных ископаемых (газ и нефть). Сама непосредственная добыча обеспечивает порядка 5 % всех рабочих мест, остальные создаются за счёт стадии реализации полученного сырья и напрямую зависят от инвестирования в эту сферу.

Чукотский автономный округ является перспективным регионом, он обладает минерально-сырьевым потенциалом в части добычи золота, олова, серебра, меди, металлов платиновой руды, нефти и газа.

Таблица 4

Динамика численности населения Арктической зоны РФ*
с 2012 по 2021 гг., тыс. чел.

Субъект РФ	2012 г.	2018 г.	2020 г.	2021 г.	Прирост/отток** (+)(-), %
Архангельская обл.	1 170,0	1 100,0	1 082,0	1 069,0	-8,63
Мурманская обл.	788,0	748,1	732,9	724,4	-8,07
Ненецкий АО	42,0	43,8	44,4	44,5	+5,95
Ямало-Ненецкий АО	537,0	541,5	547,0	552,1	+2,81
Республика Карелия	641,0	618,1	609,1	603,1	-5,91
Республика Коми	890,0	820,2	813,6	803,5	-9,72
Республика Саха (Якутия)	955,0	967,0	981,9	992,1	+3,88
Красноярский край	2838,4	2876,5	2866,3	2855,9	+0,62
Чукотский АО	49,2	49,6	49,5	50,0	+1,63
Всего	7 910,6	7 764,8	7 726,7	7 694,6	-2,73

* Федеральная служба государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru>.

** 2021 г. к 2012 г.



Рис. 6. Географическое положение регионов Арктической зоны РФ
[URL: <http://www.vorkuta-cbs.ru/vorkutinskie-syuzhety/arkticheskaya-istoriya-vorkuty>
(дата обращения: 25.03.2023)]

Наиболее важными в Якутии являются месторождения алмазов и урана. На долю республики приходится около 48 % разведанных запасов угля и 35 % нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока. Поэтому эти регионы представляют инвестиционную привлекательность и обладают большим потенциалом для развития инфраструктурной базы.

Реализация нефтяных проектов имеет значение в части оживления деловой активности населения, инвестиционной привлекательности региональной экономики, является средством возрождения населённых мест, что в совокупности

обеспечивает единство пространственного развития и территориальную целостность страны. Такой эффект возможен за счёт формирования цепочки мультипликативных эффектов, возникающих на стадии реализации энергетических ресурсов, благодаря чему возможно создать в несколько раз больше рабочих мест, чем на стадии непосредственной добычи. Это позволит на фоне увеличения деловой активности уменьшить отток населения.

В целях стратегического планирования (до 2035 г.) с позиций пространственной организации арктического региона предлагается организовать минерально-сырьевой центр (МСЦ) на базе единого пункта отгрузки добываемого сырья в Кольском заливе. В состав МСЦ будут входить основные нефтяные проекты Западной Арктики: Варандей (рис. 7), Приразломное, Ворота Арктики.

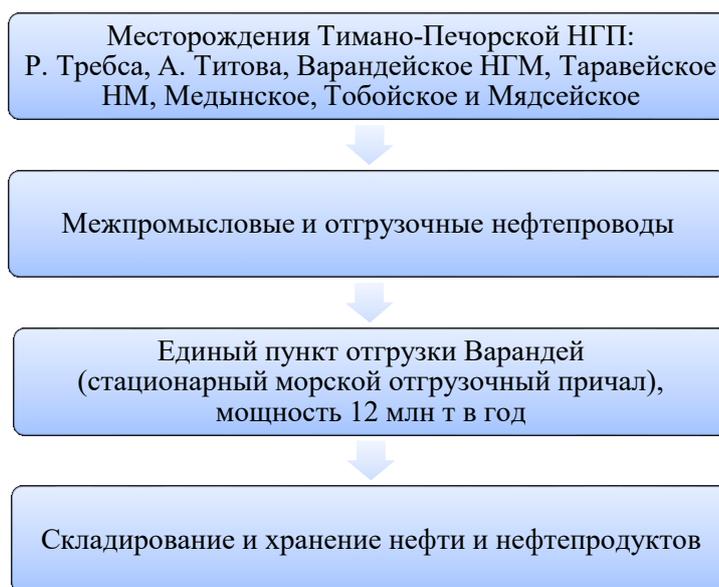


Рис. 7. Структура Варандейского терминала

Отгрузочный причал расположен в пределах 12-мильной зоны территориального моря, введён в эксплуатацию в 2008 г.

Вблизи пос. Варандей находится перевалочная база проекта «Приразломное». Платформа расположена на расстоянии примерно 48 км от берега в юго-восточной части Печорского моря. Глубина моря в этой точке составляет около 20 м. Реальный уровень добычи — до 6 млн т в год. В рамках проекта предполагается ввод в эксплуатацию порядка 32 скважин, их общая протяжённость составляет порядка 200 км. Первая партия нефти была отгружена в 2014 г. на танкере «Михаил Ульянов».

На базе Новопортовского НГМ реализуется проект «Ворота Арктики». Он относится к крупным месторождениям Ямальского НГО Западно-Сибирской НГП, расположен в 30 км от Обской губы. Извлекаемые запасы — примерно 250 млн т нефти. Масштабная эксплуатация началась в 2014 г., максимальная производительность терминала составляет 8,5 млн т нефти в год. Для обеспечения отгрузок был сформирован флот из ледоколов и танкеров усиленного ледового класса Arc 7.

Ямало-Ненецкий и Ненецкий автономные округа — это наиболее перспективные, стратегически важные территории России. Промышленное освоение газовых месторождений Ямала имеет государственное значение. На основе имеющихся прогнозов по объёмам добычи ведётся строительство порта Саббета, наполнение которого будет обеспечиваться за счёт проектов «Ямал СПГ», «Арктик СПГ-2». Местоположение проектов показано на рис. 8.

Также ведётся разработка проекта «Арктик СПГ-1» на базе месторождений Трехбугорное, Геофизическое и Солетско-Ханавейское на полуострове Гыдан, в границах Обской и Тазовской губ.

С перевалкой нефти, помимо Варандейского терминала, связаны такие проекты, как Харасавей (нефть и газовый конденсат), Витино (нефть, нефтепродукты). В разработке находится глубоководный незамерзающий порт Индига и участок железной дороги «Сосногорск — Индига», связанные с проектом «Баренцкомур». Изначально порт был предназначен для поставки газа по трубопроводу к побережью Баренцева моря с Кужминского и Коровинского месторождений в Ненецком автономном округе. В 2018 г. назначение было переориентировано на экспорт угля.

В морском порту Диксон за счёт внебюджетных источников предполагается строительство нефтяного терминала «Таналау» (Пайяхское и Северо-Пайяхское месторождения). Морской порт Тикси занимается обработкой угля, нефтепродуктов, строительных грузов, леса и доставкой грузов в страны АТР.

Порт Провидения — морской порт федерального значения, отсюда начинается судоходный маршрут по Северному морскому пути, в бухте Провидения построен аэропорт.

Морской порт Певек обладает глубоководными причалами, обрабатывает такие грузы, как уголь, песок, щебень, нефтепродукты лёгких сортов. Навигация открыта с июля по октябрь.

Морской порт Дудинка является самым северным международным портом России, в эксплуатации находится как морской, так и речной порт. Связан круглогодичным морским сообщением с портами Мурманска и Архангельска, в летний период навигации — с Красноярском и Диксоном. Дудинка — это единственный в мире порт, который оснащён затопляемыми во время весеннего половодья причалами, также рядом имеется аэропорт. Порт предназначен для транспортировки грузов, таких как уголь, песок, нефтепродукты. Имеет хорошую техническую инфраструктуру.

Основное предназначение порта Хатанга — снабжение и транспортировка угля, нефти и гравия.

Каждый из представленных портов имеет свой портовый флот, систему причалов, кранов, автопогрузчиков и т. д. Вместе они формируют морской коридор СМП для реализации сырьевой базы (рис. 9).

Для реализации поставленных целей в рамках Указа Президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации до 2024 года», Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года и 2030 года, Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности до 2035 года частный бизнес и государство разделили между собой зоны ответственности.

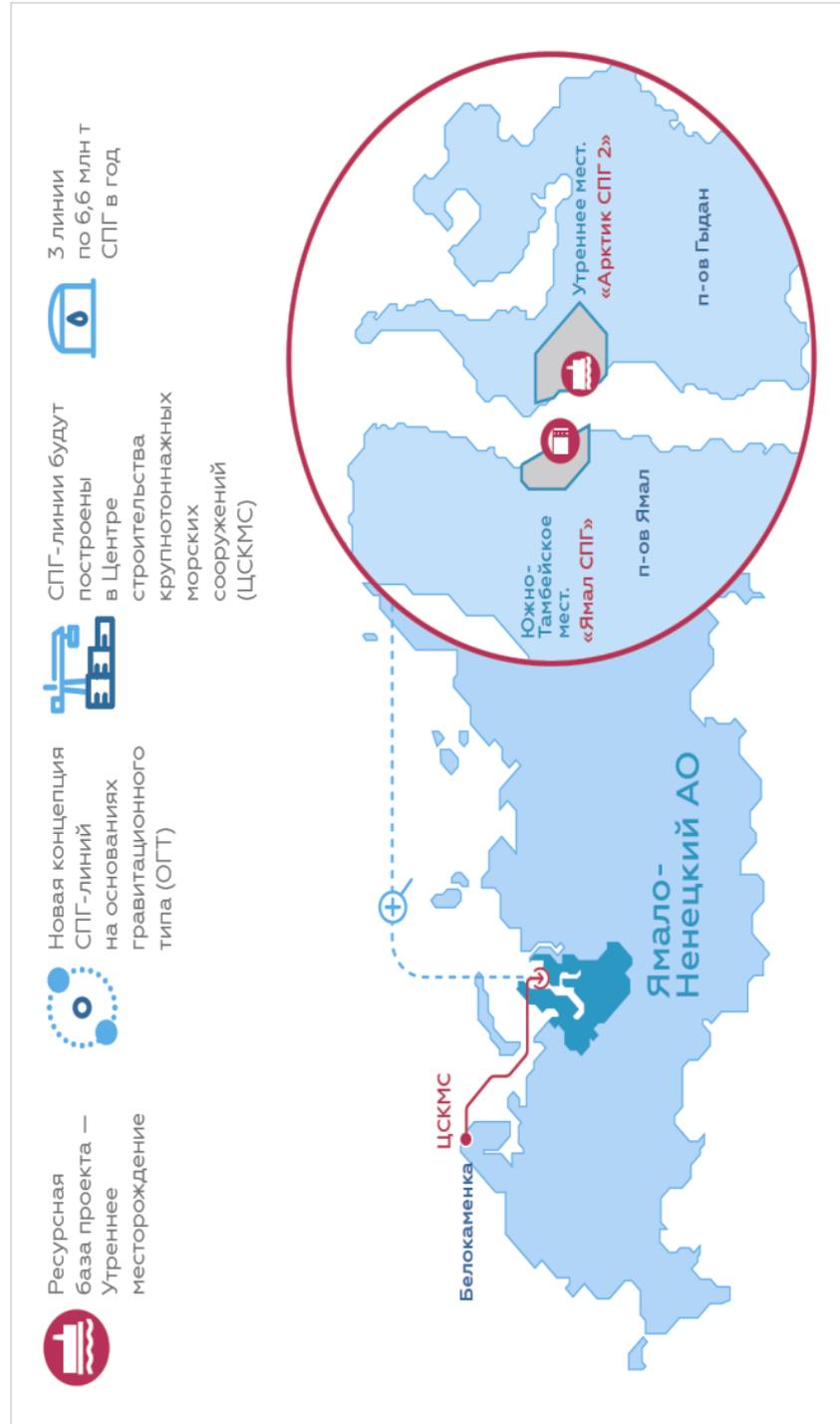


Рис. 8. Проекты ЯНАО «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» [URL: [https://corp.wtmoscow.ru/services/international-partnership/analitics/arctica-spg-strategicheskij-vektor-rossii-/](https://corp.wtmoscow.ru/services/international-partnership/analitics/arctica-spg-strategicheskij-vektor-rossii/) (дата обращения: 25.03.2023)]

Акватория Северного морского пути



Рис. 9. Основные порты Северного морского пути

[URL: https://pikabu.ru/story/severnoyiy_morskoy_put_smp_infografika_ria_novosti_6637720 (дата обращения: 25.03.2023)]

Так, государство занимается модернизацией государственной собственности в портах (реконструкция порта Певек и строительство канала к порту Саббета). Блок мероприятий направлен на развитие вспомогательного флота, оснащение аварийно-спасательными средствами. Обеспечение безопасности мореплавания будет осуществляться за счёт космических технологий. ГК «Роскосмос» к декабрю 2025 г. планирует вывести на орбиту по три космических аппарата «Ресурс-ПМ» и «Кондор-ФКА», также на орбиту будет выведена гидрометеорологическая станция. Это необходимо для наиболее точных построений прогнозов изменения ледового покрытия. Корпорацией «Росатом» разработан план по строительству и модернизации гидрографических судов ледового класса в целях обеспечения безопасной и точной навигации.

В рамках развития инфраструктуры компанией «Росморпорт» реализуется ряд задач по увеличению грузооборота портов Мурманск, Певек и Беринговский (реконструкция гидротехнических сооружений, грузовых районов).

Совместно с компанией «Новатэк» ведётся строительство терминала в бухте Бечевинская на Камчатке для хранения и перевалки СПГ, доставляемого из порта Саббета в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, мощность — 22 млн т в год.

К 2035 г. планируется расширение морского коридора СМП, в него должны войти порты Мурманск, Архангельск, Онега, Кандалакша — на западе, Петропавловск-Камчатский — на востоке. Данные меры необходимы для обеспечения регулярности и безопасности перевозок. Важно, чтобы перевозчики доверяли маршруту. Правительство Сахалинской обл. объявило о желании присоединиться к СМП и организовать точку разворота СМП у Сахалина, то есть груз может доставляться на остров, а затем будет перегружаться и отправляться в страны Юго-Восточной Азии. Также намечается организация индустриальных парков нефтегазовой отрасли, медицинских и цифровых кластеров. До конца 2025 г. в Сахалине планируется создать крупный логистический центр с современными портами и сетью аэродромов.

Для того чтобы осуществить запланированные проекты, необходимо создать комфортную среду для людей, которые занимаются реализацией поставленных задач. Ключевой сферой остаётся ЖКХ: тепло- и электроснабжение, горячая и холодная вода, система утилизации мусорных отходов. Один из важнейших проектов в этой сфере был запущен в 2018 г. в Архангельске, объём инвестиций составил 12 млрд руб.

Реализуются проекты в сфере энергетики: в сёлах Мужы и Шурышкары (Ямало-Ненецкий автономный округ) с 2018 г. ведётся строительство электростанций, плановая сдача объектов — 2032 г., стоимость работ — 500 млн руб. Перспективы развития энергетики в Арктике направлены в сторону возобновляемых источников энергии: ветер, солнечная энергия, энергия морских волн и приливов⁷⁵.

Удалённость населённых пунктов приводит к большим транспортным издержкам, затрудняет перемещение самих людей. При развитии транспорта речь идёт как об автомобильном, так и о воздушном, водном сообщениях. Популяризация СМП поможет привлечь частных инвесторов для реализации

⁷⁵ Вместе выгоднее и легче: какие проекты бизнес и государство запускают в Арктике // ТАСС. 2021. 16 сентября. URL: <https://tass.ru/opinions/12381765> (дата обращения: 25.03.2023).

транспортных проектов. В западных регионах (за исключением Ненецкого автономного округа) сформирована система дорог, круглогодично связанная с общероссийскими транспортными магистралями. Через территории Мурманска, Архангельска, Карелии и Ямала проходят Октябрьская и Северная железные дороги, автодороги федерального значения.

В арктических регионах Дальнего Востока и Сибири наземное сообщение практически отсутствует, связь осуществляется водным и воздушным транспортом. В Ненецком и Чукотском автономных округах крупные магистрали совсем отсутствуют. Автомобильные магистрали увеличились в сторону Якутии, Красноярского края. Также прокладываются железнодорожные пути к Якутии и Карелии, однако в самых северных районах Арктики строительство практически не ведётся.

Арктический регион по уровню обеспеченности наземными транспортными узлами в целом сильно уступает остальным российским регионам. Функционирование транспорта в тяжёлых климатических условиях, безусловно, является большим риском. Климат обуславливает сезонность использования определённого вида транспорта, рост издержек на содержание и строительство инфраструктуры, в итоге усложняется задача обеспечения территории всем необходимым, конкурентная способность местных производств в конечном итоге падает.

В рамках проекта «Коммуникации между центрами экономического роста» планируется строительство круглогодичной автомобильной дороги Сыктывкар — Ухта — Печора — Усинск — Нарьян-Мар, что позволит соединить Ненецкий автономный округ и Республику Коми с общероссийской транспортной сетью. Кроме того, в рамках проекта планируется модернизация воздушного флота, а именно реконструкция взлётно-посадочных полос в Чукотском и Ненецком автономных округах, строительство новых пассажирских терминалов, складов для стоянки самолётов и техники, а также грузового аэровокзального комплекса в Нарьян-Маре. По программе «Развитие транспортной системы» аэропорты, расположенные в районах Крайнего Севера, будут поддерживаться средствами из федерального бюджета⁷⁶.

Для дальнейшего функционирования СМП («План развития инфраструктуры Северного морского пути до 2035 года») важно развитие не только морских коммуникаций, но и наземных. Проводятся мероприятия по актуализации проектов железнодорожных магистралей «Белкомур» (ж/д линия Архангельск — Сыктывкар — Пермь), «Баренцкомур» (ж/д линия Сосногорск — Индига). Ведутся переговоры о включении в Комплексный план развития проекта строительства части Северного широтного хода (СШХ) (повторяет маршрут СМП на суше) к порту Саббета (ж/д линия Обская — Бованенково — Саббета), таким образом будет обеспечена связь Ямало-Ненецкого автономного округа и Северного морского пути. На Ямале предполагается строительство железнодорожной магистрали Обская — Салехард — Надым — Пангоды — Новый Уренгой — Коротчаево (совокупный объём вложений составляет 236 млрд руб.) в целях соединения Северной и Свердловской железных дорог и сокращения маршрута

⁷⁶ Серова В. А., Серова Н. А. Транспортная инфраструктура Российской Арктики: специфика функционирования и перспективы развития // Проблемы прогнозирования. 2021. № 2. С. 142–150.

от месторождений до портов Балтийского, Баренцева, Белого и Карского морей. В перспективе СШХ планируется продолжить до Красноярского края (ж/д линия Коротчаево — Дудинка) (рис. 10).

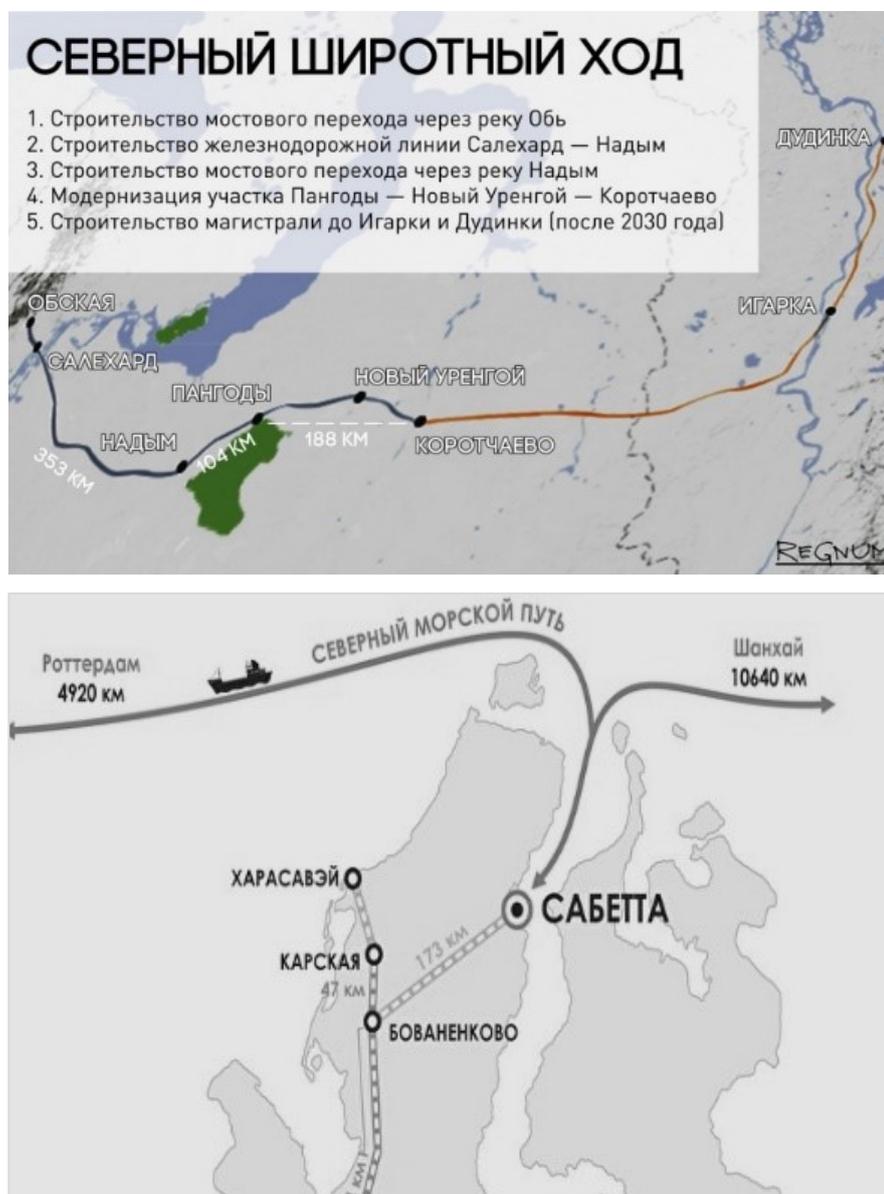


Рис. 10. Трассы Северного широтного хода — 1 и Северного широтного хода — 2
 [URL: <https://regnum.ru/news/3452965.html> (дата обращения: 25.03.2023)]

До 2013 г. в Кандалакшском проливе Белого моря функционировал порт «Витино», использовавшийся для экспорта нефти и нефтепродуктов, которые доставлялись по железной дороге. В порту имелось четыре причала, один из которых способен был принимать челночные танкеры (глубина 13,7 м). В 2020 г.

разработан инвестиционный проект «Витино: морской порт и нефтебаза» с целью модернизации порта и нефтебазы — возобновления перевалки нефти в порту Витино для дальнейшей транспортировки по СМП конечному потребителю. В планах оборудовать терминал для крупных судов (свыше 100 тыс. т), танкеров для перевалки нефтепродуктов, газового конденсата и других грузов в общем объеме до 4 млн т/год (проект реализует компания «Норд Стар»). Самое важное то, что воссозданный порт станет градообразующим предприятием, способным создать большое количество новых рабочих мест.

Сфера образования играет не последнюю роль в повышении качества жизни населения. Система государственно-частного партнерства в этом направлении набирает популярность. В качестве примера образовательного проекта можно привести строительство в Салехарде детских садов и школ, образовательных центров. Развитие образования поможет улучшить уровень компетенций на местах, привлечь дополнительное финансирование, что в итоге будет способствовать развитию Арктического региона.

Арктика также обладает большим туристическим потенциалом, при этом для проведения комфортного отдыха необходима налаженная транспортная система, которая позволит беспрепятственно добираться до пункта назначения, пользоваться услугами местных предпринимателей и тем самым вкладываться в экономику региона. К примеру, в Мурманской обл. планируется возведение культурно-делового центра в рамках проекта «Новый Мурманск» на территории судоремонтного завода, ныне недействующего. Объем инвестиций в рамках государственно-частного партнерства — около 16 млрд руб., ввод в эксплуатацию планируется к 2025 г.

Развитию малого и среднего бизнеса сегодня уделяется очень много внимания, постоянно разрабатываются программы поддержки, льготные системы кредитования, налоговые преференции, которые распространяются в том числе и на арктические регионы. Например, в числе административных преференций: возможность проведения свободной таможенной зоны на обустроенных резидентом участках, сокращённые процедуры проверок. К налоговым относятся: уменьшенный налог на прибыль (0 % на первые 10 лет, затем 5 % на 5 лет и 10 % на следующие 5 лет с момента получения компанией прибыли), а также уменьшенные ставки по страховым взносам (7,5 %), НДС (0,5 %), налог на имущество (0,1 % на первые 5 лет, 1,1 % на последующие 5 лет), льготы предусмотрены и по налогу на землю для организаций на упрощённой системе налогообложения⁷⁷.

Анализ числа действующих хозяйствующих субъектов Арктической зоны Российской Федерации, включая разделение их по видам деятельности за 2021 г., представлен ниже (табл. 5). Исходя из данных таблицы, можем сделать вывод о том, что количество организаций МСП в Арктическом регионе увеличилось на 1 321 % (малый и микробизнес) и на 1 874 % (средний бизнес) по сравнению с 2015 г. Такой прирост обеспечен увеличением МСП в Мурманской обл. и Республике Карелия, в остальных регионах наблюдается отток бизнеса, что может быть связано как с прошедшей пандемией COVID-19, так и с текущей геополитической обстановкой.

⁷⁷ Преференции для резидентов Арктической зоны РФ // Агентство регионального развития. URL: https://msp29.ru/ru/arctic_zone/preference/ (дата обращения: 25.03.2023).

Таблица 5

Численность действующих субъектов МСП в Арктическом регионе в 2015 и 2021 гг.

Арктический регион	Малый бизнес		Прирост/отток (-), %	Средний бизнес		Прирост/отток (-), %
	2015 г.	2021 г.		2015 г.	2021 г.	
Мурманская обл.	13 718	1 422 363	10 268,59	67	14 309	21 356,72
Архангельская обл.	8 940	6 853	-23,34	81	0	-100,00
Чукотский авт. округ	424	313	-26,18	10	0	-100,00
Ямало-Ненецкий авт. округ	4 772	2 987	-37,14	64	27	-57,81
Республика Карелия	2 759	5 940	215,30	34	38	11,76
Республика Коми	13 561	5 632	-58,47	85	45	-47,06
Красноярский край	53 575	26 395	-50,73	370	233	-37,03
Республика Саха (Якутия)	13 595	6 759	-50,28	65	41	-36,92
Ненецкий авт. округ	471	274	-41,83	8	0	-100,00
Всего	111 815	1 477 516	1321,39	784	14 693	1874,11

Примечание. Федеральная служба государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru> (дата обращения: 25.03.2023).

Сферы деятельности предприятий МСП на примере Мурманской области представлены на рис. 11.



Рис. 11. Виды деятельности субъектов МСП в Мурманской обл. в 2020 г.

Основными видами деятельности являются: оптовая и розничная торговля, строительная сфера, аренда или сдача в аренду объектов недвижимости, обрабатывающее производство (производство пищевых продуктов, одежды, обработка древесины, производство бумаги, производство химических веществ, резиновых изделий и проч.), деятельность, сельское хозяйство. Выручка от реализации по представленным видам деятельности составила 202 млрд руб. (общая выручка предприятий Мурманской области в 2020 г. — 226 млрд руб.).

В XX в. до 50 % населения Мурманской области были заняты в сфере оборонно-промышленного комплекса (Северный флот), который отвечал за стратегическое противостояние России со странами НАТО в Арктике. В 1990-е потенциал был растрочен, в связи с чем многие перспективные объекты сейчас находятся в упадке и не выполняют своих прямых функций, тогда же был запущен механизм оттока населения. Дальнейшее развитие традиционных секторов экономики, таких как рыболовство, не обеспечивает качественного роста уровня жизни населения, поэтому, следуя опыту западных коллег, необходимо строить экономику по принципу «добыча нефти — инфраструктура добычи», а переселение активного населения необходимо связывать с развитием крупных инвестиционных проектов в сфере нефти и газа.

Создание системы преференций в различных областях призвано облегчить жизнь компаниям, МСП и способствует освоению арктического региона, созданию инфраструктуры, не только позволяющей заниматься непосредственной добычей и реализацией нефти, но и формирующей комфортные условия

существования для людей, обслуживающих стратегически важные нефтяные государственные объекты.

Общие контуры освоения Арктической зоны лежат в пределах актуального горизонта планирования (до 2035 г.), этот проект перспективен, хотя и требует комплексных затрат труда, капитала и материальных ресурсов.

Проекты, направленные на освоение арктических энергетических ресурсов, представляют собой базу пространственной организации морских коммуникаций, на основе которых создаётся система населённых мест — арктические поселения с комфортными условиями для жизни и возможностями вести предпринимательскую деятельность в сложных климатических условиях.

2.3. Организация арктической системы транспортировки нефти

Для реализации стратегических целей и задач в пределах существующего горизонта планирования на территории Западной Арктики целесообразно создать минерально-сырьевой центр на базе единого пункта отгрузки нефти в федеральную (мировую) транспортную систему. Пункт отгрузки расположен в акватории Кольского залива. В состав минерально-сырьевого центра входят действующие нефтяные проекты: Варандей, Приразломное и Ворота Арктики (см. п. 2.2), рейдовый перевалочный комплекс «Кола» и «Норд» с танкерами-накопителями «Кола» и «Умба» соответственно, а также флот. Схематично структура Кольского минерально-сырьевого центра представлена на рис. 12.

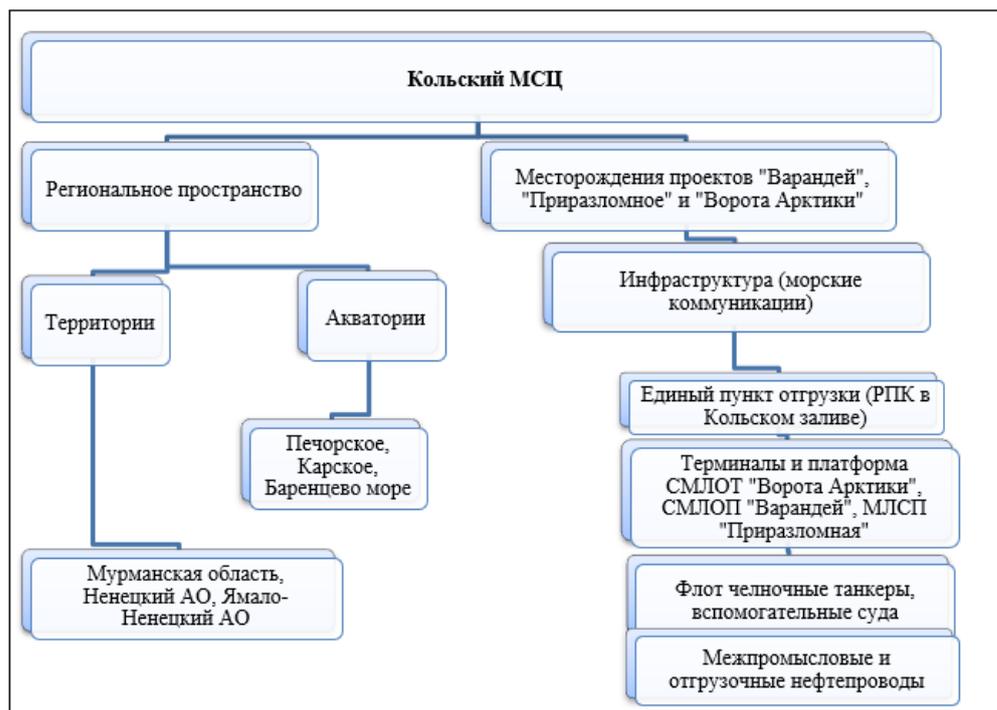


Рис. 12. Структура Кольского минерально-сырьевого центра

На сегодняшний день транспортировка нефти осуществляется из акватории Печорского моря и Обской губы (проекты «Варандей» и «Приразломное»).

Варандейский терминал (оператор НК «Лукойл») введён в эксплуатацию в 2008 г. Стационарный морской ледостойкий отгрузочный терминал (СМЛОП) установлен на глубине 17 м, высота конструкции более 50 м, состоит из двух частей: опорное основание с местом пребывания для 12 человек и система швартово-грузового устройства. Ко дну моря прикреплены на 24 сваи, с берегом соединён двумя ветками нефтепровода длиной 158 км.

Терминал оснащён насосной станцией, объектами энергообеспечения, флотом челночных танкеров («Василий Динков», дедвейт 71 тыс. т, «Капитан Готский», дедвейт 71 тыс. т, «Тимофей Гуженко», дедвейт 71 тыс. т) и вспомогательных судов (ледокол «Варандей», дедвейт 4,6 тыс. т, буксир «Тобой», дедвейт 1,93 тыс. т).

Варандейский терминал способен осуществлять перевалку и смешивание нефти для получения более дорогой марки экспортного сырья. Для дальнейшего экспорта нефти марки «варандейская смесь» (плотность 0,826–0885 кг/м³, малосернистая 1–2 %, торгуется с премией относительно Brent Blend) используется танкер-накопитель «Кола» с пропускной способностью 12 млн т/год.

Нефть поступает из месторождений Ненецкого автономного округа, основным является Южно-Хыльчуйское нефтегазовое месторождение на севере Тимано-Печерской НГП, а также месторождения Р. Требса и А. Титова — самые крупные разведанные континентальные месторождения в стране, разрабатываются совместно НК «Лукойл», ООО «Башнефть-Плюс», АО «АНК «Башнефть». Извлекаемые запасы — 139,9 млн т нефти, общий фонд для бурения составляет 228 скважин, накопленная добыча нефти к 2036 г. составляет 59,3 млн т.

Предполагается, что данная логистическая схема позволит увеличить экспорт нефти данного сорта и производительность, снизив логистическую нагрузку. До 2018 г. рейдового перевалочного комплекса не существовало, поэтому крупные танкеры без усиленного ледового класса дожидались в Мурманске доставки челночными танкерами партий сырья для перевалки (до 2017 г сама перевалка проходила в норвежском порту Киркенес).

Южнее располагается РПК «Норд», где находится танкер-накопитель «Умба» (дедвейт 300 тыс. т, пропускная способность 15 млн т/год), работающий в проектах «Ворота Арктики» (оператор ООО «Газпром нефть шиппинг») и «Приразломное» (Совкомфлот).

Танкер «Умба» имеет 17 грузовых танков с возможностью одновременной швартовки с двух бортов, приёмки, хранения и отгрузки нефти, своевременного таможенного оформления судов. Танкер-накопитель оборудован с учётом климатических особенностей региона, осуществляет свою работу в акватории порта Мурманска с 2016 г.

Модернизация танкеров под танкер-накопитель позволяет учитывать нынешние экологические требования и суровые климатические условия. Эти суда отвечают за обслуживание заграждений, необходимых для перевалки нефти, и за ликвидацию аварийных ситуаций. Функции накопителя: заправка топливом, таможенное и пограничное оформление, приёмка и отгрузка нефти. С танкера-накопителя «Умба» производится отгрузка нефти марки ARCO: плотность — 906 кг/м³, содержание серы — 2,3, торгуется с дисконтом (4–5 долл/барр.) относительно марки Brent Blend, низкосернистая (содержание серы — до 0,4 %).

Для транспортировки нефти из акватории Печорского моря используются нефтеналивные танкеры усиленного ледового класса Arc 6 «Михаил Ульянов», «Кирилл Лавров» (дедвейт 70 тыс. т, прохождение ледовой поверхности толщиной до 1,2 м без ледокольного обеспечения), многофункциональные судна снабжения «Владислав Стрижов» и «Юрий Топчев», которые могут осуществлять деятельность в ледовой поверхности толщиной до 1,8 м.

Таким образом, для реализации проекта «Приразломное» сформирована транспортная система, в режиме круглогодичной навигации обеспечивающая поставку нефти до 6 млн т/год. Проектом предусмотрен ввод 32 скважин в эксплуатацию, протяжённость каждой из которых составляет до 8 тыс. м, общая протяжённость — порядка 200 км. Нефтедобывающая морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная» — первый и пока единственный проект по добыче нефти на арктическом шельфе. Месторождение расположено на расстоянии 60 км от берега. Платформа рассчитана на использование в экстремальных ледовых условиях. Нефть добывается методом горизонтального бурения, глубина моря в этом районе составляет 20 м.

В 2016 г. в рамках проекта «Ворота Арктики» с началом эксплуатации Новопортовского месторождения, расположенного в акватории Обской губы, осуществляется отгрузка нефти, а её вывоз — силами вспомогательного флота и ледоколов «Александр Санников», «Андрей Вилькицкий» класса Icebreaker 8 (маневрирование в ледовых условиях глубиной до 2 м) (рис. 13).



Рис. 13. Ледокол «Андрей Вилькицкий»

[URL: <https://www.aosk.ru/press-center/news/vsz-peredal-zakazchiku-ledokolnoe-sudno-obespecheniya-andrey-vilkitskiy/> (дата обращения: 25.03.2023)]

Основное назначение ледокольных судов:

1. Проводка танкеров между портом Саббета, мысом Каменный в ледовых условиях.
2. Проводка танкеров в грузовой район отгрузочного терминала.
3. Обеспечение безопасного причала и погрузки.
4. Защита терминала от воздействия льда.
5. Оказание содействия в спасательных операциях в районе базирования погрузочного терминала.

6. Буксировка судов или иных морских транспортных средств.
7. Тушение пожаров, доступных для подхода с моря.
8. Участие в ликвидации аварийных разливов нефти.
9. Дистанционное автоматическое управление морской причальной системой.

На территории месторождения добывается нефть марки Novy Port — лёгкая нефть с содержанием серы до 0,1 %, торгуется с премией относительно марки Brent Vlent. Производительность двух нефтепроводов составляет 5,5 млн т/год. В составе проекта действует челночный флот из шести танкеров ледового класса Arc 7: «Штурман Альбанов», «Штурман Малыгин» (рис. 14), «Штурман Овцын», «Штурман Скуратов», «Штурман Щербинин», «Штурман Кошелев» и «Михаил Лазарев».



Рис. 14. Танкер «Штурман Малыгин» [URL: <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/220492-novyuy-tanker-klassa-arc7-shturman-malygin-stroyashchiysya-dlya-gazprom-nefti-spushchen-na-vodu/> (дата обращения: 25.03.2023)]



Рис. 15. СМЛОТ «Ворота Арктики» [URL: <https://neft-online.ru/> (дата обращения: 25.03.2023)]

Терминал «Ворота Арктики» (рис. 15) — важный элемент развития и освоения ресурсов нефти в Ямало-Ненецком автономном округе. Стационарный морской ледостойкий отгрузочный терминал — единственный в мире нефтеналивной

терминал, находящийся в пресных водах за Северным полярным кругом. Терминал стал важной частью транспортной системы, которая осуществляет бесперебойную круглогодичную перевалку нефти для транспортировки по СМП. Расстояние от терминала до берега составляет 3,5 км, общая высота — около 80 м, рассчитан на работу в экстремальных условиях при температуре 55 °С ниже нуля и толщине льда до 2,5 м. Пропускная способность — до 8,5 млн т/год.

Береговая инфраструктура представляет собой: два сухопутных нефтепровода протяжённостью 3 км; два утеплённых подводных нефтепровода длиной 7,9 км с системой перегрева нефти во время отгрузки; насосно-перекачивающие станции, уменьшающие вероятности потери герметизации.

По трубопроводу длиной около 100 км сырьё из месторождения поступает в цех приёма и сдачи нефти в пос. Каменный, затем по нефтепроводам поступает в терминал, через который нефть загружается в танкеры. По Северному морскому пути нефть направляется в порт Мурманска, а далее — потребителям в страны Западной Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона.

С 1 января 2013 г. в нашей стране действует следующая классификация нефти. Запасы⁷⁸ делятся на четыре категории по степени промышленного освоения и степени изученности:

A (достоверные, разбуренные, разведанные) — изучены детально, запасы, обеспечивающие чёткое определение формы и размеров залежи, количественного и качественного состава нефти.

B₁ (установленные, неразбуренные, разведанные) — приближённо, но достаточно для проектирования разработки залежи, изучены размер залежи, установлены основные методы разработки.

B₂ (оцененные, неразбуренные, разрабатываемые) — свойства продуктивных пластов изучены на основе данных смежных районов залежей.

C₁ (разведанные) — запасы, не введённые в промышленную разработку месторождений, на которых может происходить пробная эксплуатация отдельных скважин. Наличие залежей предполагается в соответствии с благоприятными геологическими и геофизическими особенностями залежи. Вместе представляют собой разведанные запасы, которые находятся в разработке или подготовлены к освоению.

C₂ (предполагаемые, оцененные) — не введены в промышленную разработку, наличие залежей предполагается в соответствии с благоприятными геологическими и геофизическими особенностями залежи.

Ресурсы — это количество нефти в возможных, не вскрытых бурением, залежах на перспективных и прогнозных территориях, потенциальных для проведения геологоразведочных работ.

По критерию геологической изученности выделяют:

D₀ (подготовленные) — прогнозные ресурсы, которые содержатся в возможных залежах с доказанной нефтегазоносностью, подготовленные

⁷⁸ Количество нефти, находящееся в недрах, в изученных залежах, наличие которых доказано пробной или промышленной эксплуатацией или может быть обосновано научными исследованиями.

к бурению, используются для обоснования направлений разведочных работ на перспективу.

D_L (локализованные) — ресурсы нефти, находящиеся в пределах районов с доказанной нефтегазоносностью в результате поисковых работ. Используются при планировании разведки и добычи ресурсов категории D_0 .

D_1 (перспективные) — ресурсы, используемые при планировании региональных работ и выборе направлений на ранних этапах, имеющие доказанную нефтегазоносность.

D_2 (прогнозируемые) — ресурсы, оцененные в пределах крупных территориальных образований, но без доказательства нефтегазоносности в промышленных масштабах. Отражают потенциальную возможность открытия месторождений⁷⁹.

ПАО «Газпром» расширяет поисковые территории в акватории Карского моря. Основные проекты представлены на рис. 16.

Извлекаемые запасы Новопортовского НГМ составляют 250 млн т нефти, к месторождению примыкают участки Южно-Новопортовского месторождения (ресурсы $D_1 + D_2 = 24,4$ млн т), Сурового участка ($D_1 + D_2 = 24,9$ млн т), неподалеку в Обской губе также ведутся разработки Южно-Обского участка ($D_1 + D_2 = 48,8$ млн т). Также совместно с Ямальской шельфовой компанией поданы заявки на разработку Салетинского месторождения, которое входит в периметр нефтегазодобывающего кластера вокруг Новопортовского месторождения в Обской губе.

Салмановское (Утреннее) месторождение находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, частично в акватории Обской губы. Доказанные и вероятные запасы нефти — 90 млн т нефти и газового конденсата. Группа Мессояхских месторождений (самая северная из разрабатываемых нефтяных месторождений на суше) — совместная работа с НК «Роснефть» (суммарный объём запасов — 50 млн т нефти). На Харасавейском, Бованенковском, Уренгойском месторождениях ведётся добыча газа и газового конденсата. В районе Енисейского залива Карского моря находится Усть-Енисейский участок недр, оцениваемые запасы нефти составляют 64 млн т.

В 2019 г. в рамках проекта «Восток ойл» НК «Роснефть» была получена лицензия на Западно-Иркинский участок недр, находится во внутренней дельте Енисея, п-ов Таймыр (общий ресурсный потенциал оценивается в 5 млрд т нефти). В 2019 г. компания АО «Нефтегазхолдинг» начала работу с Пайяхским нефтяным месторождением, запасы $C_1 + C_2$ оцениваются в 163,1 млн т нефти (рис. 17).

Таким образом, арктическая система транспортировки нефти сегодня представляет собой сложную инфраструктурную модель, подразумевающую создание транспортно-доступных минерально-сырьевых центров, оснащённых современным флотом и оборудованием, позволяющим в круглогодичном формате осуществлять добычу и реализацию энергетических ресурсов из труднодоступных зон Арктического региона России.

⁷⁹ Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации: [официальный сайт]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/499058008?marker=6540IN> (дата обращения: 25.03.2023).

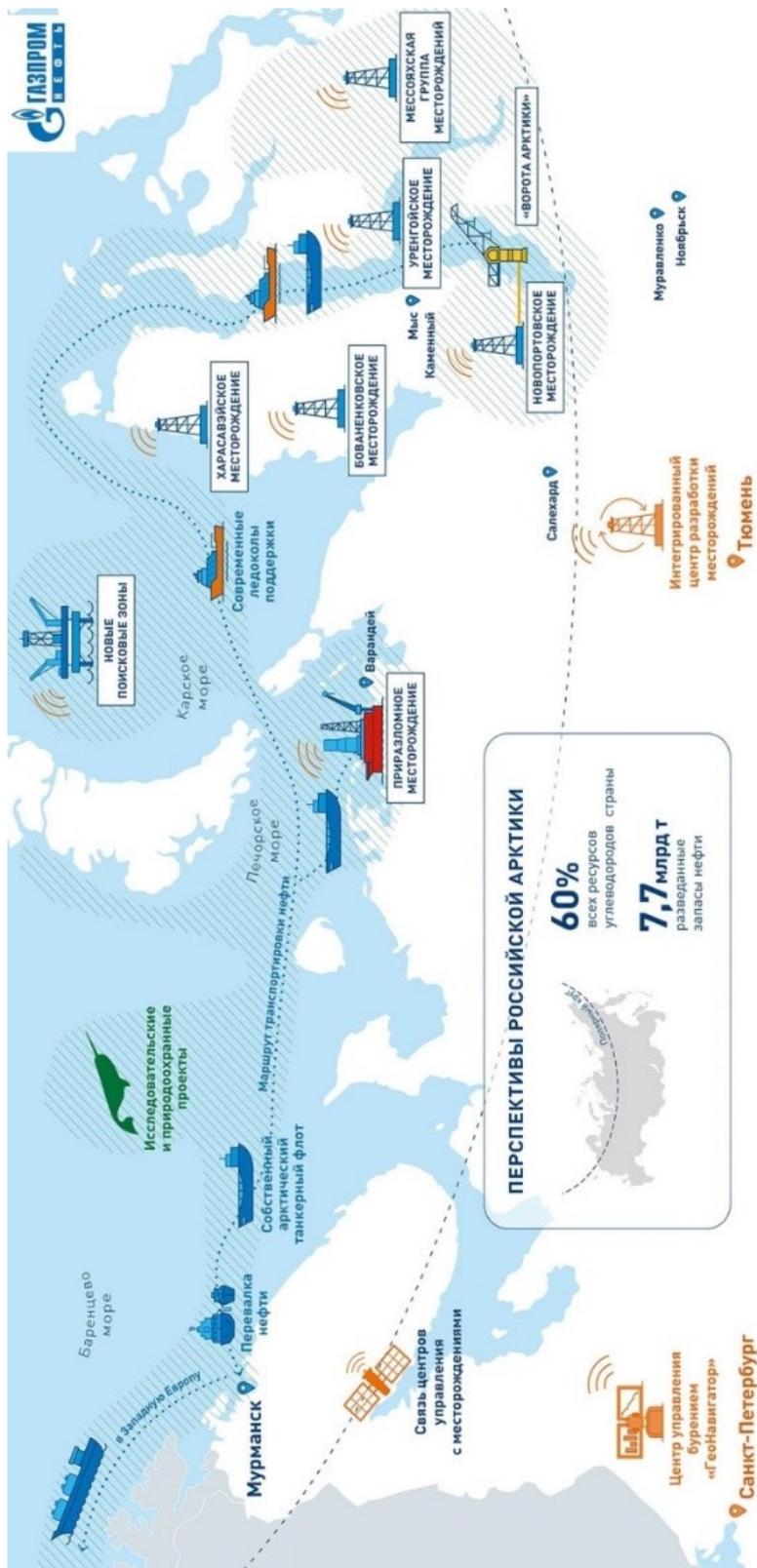


Рис. 16. Лицензионные участки ПАО «Газпром» в Арктической зоне [URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/dolya_arkhticheskoy_nefti_v_obschem_obeme_dobychi_gazprom_nefti_prevysla_30/ (дата обращения: 25.03.2023)]

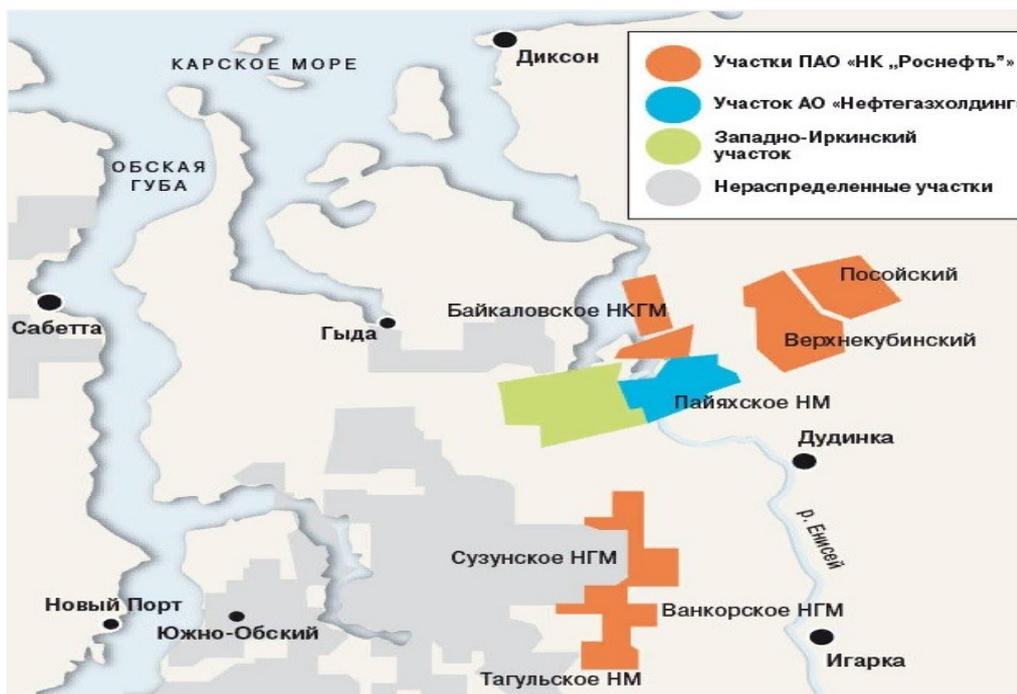


Рис. 17. Лицензионные участки НК Роснефть и АО Нефтегазхолдинг
 [URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/655159-rosneft-otkryla-na-p-ve-taymyr-unikalnoe-mestorozhdenie-s-zapasami-0-5-mlrd-t-nefti/>
 (дата обращения: 25.03.2023)]

2.4. Направления экспорта российской нефти и нефтепродуктов

Энергетические ресурсы влияют не только на социально-экономическое направление развития России, но также имеют государственное значение, а именно являются доходами в бюджет страны на разных уровнях. Нефтегазовый сектор обеспечивает наибольший приток налоговых поступлений.

В 2022 г. доля бюджета от нефтегазовой отрасли увеличилась на 28 % (2,5 трлн руб.). Сведения об объёмах нефтегазового дохода в федеральный бюджет представлены в табл. 6.

За период 2018–2022 гг. доля нефтяных доходов в общей структуре нефтегазовых налоговых поступлений составила 88 % (также в систему нефтегазовых доходов входит газ и газовый конденсат). Общая доля нефтегазовых доходов в федеральный бюджет в 2022 г. составила 45,5 %. В среднем за последние 9 лет доля поступлений от нефтегазового сектора в федеральный бюджет составляет 41 %.

В структуре нефтегазовых доходов преобладают нефтяные доходные статьи. Так, в анализируемом периоде в среднем доля нефтяных поступлений налог на добычу полезных ископаемых составляет 84 % от общего объёма. Экспортная пошлина на нефть и нефтепродукты за период 2018–2022 гг. составила 57,8% от общего объёма. Таким образом, НДС остается основным источником нефтегазовых доходов бюджета.

Таблица 6

Формирование нефтегазовых доходов в структуре
федерального бюджета за период 2018–2022 гг., млрд руб.

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Нефтегазовые доходы всего	9 017,8	7 924,3	5 235,2	9 056,5	11 586,2
Экспортная пошлина всего	3 007,9	2 276,0	1 131,5	2 224,6	2 506,4
Нефть	1 550,0	1 115,5	436,0	707,8	607,2
Нефтепродукты	648,7	464,9	256,4	391,4	269,1
Налог на добычу полезных ископаемых всего	6 009,8	5 971,7	3 819,7	7 100,9	10 643,7
Нефть	5 232,3	5 175,5	3 198,3	6 295,7	8 391,5
Налог на дополнительный доход на нефтяное сырьё	–	101,1	149,0	1 008,7	1 685,0

Примечание. Федеральный бюджет // Министерство финансов Российской Федерации.
URL: <https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения: 25.03.2023).

Российские компании преимущественно уплачивают налог на добычу полезных ископаемых и экспортную пошлину. Налог на дополнительный доход (НДД) введён в 2019 г. и распространяется не на все месторождения, а только на те объекты, границы которых обозначены в Федеральном законе от 19.07.2018 № 199-ФЗ (ред. от 27.11.2018) «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации», а также на участки недр, пользующиеся льготами по экспортным пошлинам (согласно главе 25.4. Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. Налоговый кодекс Российской Федерации). Обязанность по выплатам НДПИ в этом случае сохраняется на льготных условиях.

Налог на добычу полезных ископаемых привязан к объёмам добываемого сырья, налог на дополнительный доход рассчитывается в зависимости от финансового результата и составляет 50 % от разницы между доходами и расходами. НДД более выгоден для предпринимателей, так как налог уплачивается после продажи нефти. Его рост связан как с расширением перечня участков, попадающих под данный вид налога, так и с ростом цен на нефть. В 2023 г. для преодоления дефицита бюджета за счёт НДД планировалось привлечь в казну 308 млрд руб.

В сложившейся геополитической и экономической ситуации важнейшей стратегической задачей является преодоление дефицита бюджета, инструментом решения которой и являются нефтегазовые доходы. С августа 2018 г. в России действует налоговый манёвр на сырую нефть и нефтепродукты, предполагающий планомерное снижение экспортной пошлины (ЭП) к 2024 г. до нуля, а также пропорциональный этому уменьшению рост НДПИ. Конкретное значение показателя экспортной пошлины рассчитывается Министерством экономического развития ежемесячно⁸⁰.

⁸⁰ См.: Информация Министерства экономического развития Российской Федерации от 15 февраля 2023 г. «О вывозных таможенных пошлинах на нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, на период с 1 по 31 марта 2023 года». URL: <https://www.alta.ru/tamdoc/23bn0012/> (дата обращения: 25.03.2023).

Расчёт величины НДПИ на сырую нефть представляет собой умножение базовой ставки за 1 т (919 руб. с 1 января 2017 г.) нефти на коэффициент, получаемый исходя из средней цены за 1 барр. нефти марки Urals в долларах и его текущего курса. Так, согласно письму Министерства финансов РФ от 06.02.2023 № СД-4-3/1343, средний уровень цены нефти марки Urals — 49,02 долл/барр., среднее значение курса доллара к рублю — 69,23, значение Кц (коэффициент динамики мировых цен на нефть) — 9,02. Таким образом, в феврале 2023 г. ставка НДПИ на сырую нефть составляла около 8 289,38 руб.

В нефтегазовой сфере реализация принципа государственного регулирования осуществляется за счёт создания и накопления резервных фондов. В 2018 г. в России создан Фонд национального благосостояния, тогда было введено бюджетное правило, которое регламентирует процесс его наполнения: установление цены отсечения 1 барр. нефти марки Urals на отметке 40 долл. в ценах 2017 г. Ранее предполагалась ежегодная индексация на 2 % от цены отсечения. Таким образом, формировались базовые нефтегазовые доходы федерального бюджета. Определение базовой цены на нефть на этом уровне обусловлено оценкой динамики цен в условиях технологических изменений с учётом ограниченных резервов в Фонде. Базовые НГД в 2022 г. составили 8 000 млрд руб. при прогнозе в 6 563 млрд руб.

Фонд национального благосостояния за счёт нефтяных доходов пополнился от 4036 млрд руб. в 2018 г. до 13 565 млрд руб. в 2021 г. В марте 2022 г. действующее бюджетное правило было переориентировано и оптимизировано под сложившуюся геополитическую ситуацию: теперь бюджетное правило привязано не к мировой цене марки Urals, а к базовым нефтегазовым доходам Фонда, то есть НГД за 2022 г. — это $11\,586,2 = 8\,000$ (базовые доходы, рассчитанные исходя из новой цены отсечения в 62–63 долл.) + 3 586,2, из которых 2000 млрд руб. направлено на покрытие дефицита федерального бюджета. В 2022 г. в ФНБ направлено 1 586,2 млрд руб., на начало 2023 г. резервы Фонда составляли 14 900 млрд руб. На ближайшие три года (2023–2025) бюджетным правилом определяется величина базового дохода в 8 000 млрд руб., что достижимо при сохранении объёмов добычи нефти и газа на уровне 2021 г. по цене не ниже 63 долл/барр. нефти марки Urals. С 2026 г. планируется ежегодная индексация на 4 % нефтегазовых доходов. НГД, полученные свыше обозначенной базы, будут направляться в резерв ФНБ.

По данным портала бюджетной системы РФ, дефицит федерального бюджета в 2022 г. составил 3 350 млрд руб. при доходах в 27 770 млрд руб. и расходах 31 110 млрд руб. против планируемых 29 010 млрд руб., что является максимальным за последние 20 лет (в пандемийный 2020 г. наблюдался больший дефицит, составивший 4 102 млрд руб.).

Ближайшие три года средства Фонда будут скорее расходоваться, нежели пополняться. По прогнозам, пополнение начнется не ранее 2026 г. за счёт валюты дружественных стран, например, юаней, рупий и др.

Ввиду сложившейся экономической и геополитической ситуации необходимость в поиске новых направлений экспорта энергетических ресурсов возросла. Одним из приоритетных направлений является Азиатско-Тихоокеанский регион, главным образом Китай. Во второй половине 2022 г. добыча нефти в России составляла примерно 9,9 млн барр/сут, несмотря на вступление в силу в декабре 2022 г. установленного потолка цен,

согласованного странами «Большой семёрки» (Великобритания, Соединённые Штаты Америки, Германия, Франция, Канада, Япония, Италия) а также Евросоюзом и Австралией. Потолок цен устанавливает стоимость сырой нефти в 60 долл/барр. С февраля 2023 г. начало действовать эмбарго на нефтепродукты, включая дополнительно два ценовых потолка: 100 долл/барр. — за продукцию, что торгуется с наценкой к сырой нефти, и 45 долл/барр. — за продукцию, которая торгуется с дисконтом, а также эмбарго Европейского союза на поставки российской нефти через море. Эти меры исключают страхование и предоставление финансирования для судов, экспортирующих нефть по цене выше согласованного потолка в целях лишения России доходов и обеспечения стабильности глобального рынка. Президентом В. В. Путиным был подписан указ об ответных мерах на введённый механизм потолка цен⁸¹, в соответствии с которым нефть не будет поставляться странам, которыми установлены потолки цен, указ вступил в силу 1 февраля 2023 г. со сроком действия до 1 июля 2023 г.

Согласно текущему графику, объём поставок в европейские страны по нефтепроводу «Дружба» запланирован в объёме 4,85 млн т в направлении Венгрии, Словакии (имеет отсрочку по ограничениям поставок до 2024 г.), Чехии, Польши и частично Германии. В среднесрочной перспективе вероятность замены поставщика нефти для Чехии, Словакии и Венгрии крайне мала. По оценкам экспертов, возможно снижение объёмов поставки в связи со спорными направлениями Польши и Германии. Дополнительный потенциал нефтепровода можно использовать для строительства ветки в Сербию из Венгрии. Исключение из нефтяного эмбарго до конца 2023 г. действует в Болгарии, оно сделано для нефти, поставляемой по нефтепроводу. Россия в текущей ситуации вынуждена переориентироваться на другие рынки.

Поставки нефтепродуктов в европейские страны сократились на 38 % — до 740 тыс. барр/сут. Больше всего уменьшились поставки дизельного топлива — на 37,3 %.

С декабря 2022 г. крупнейшие американские компании Exxon Mobil и Shell отказались от аренды танкеров, занимавшихся перевозкой российской нефти. Также от перевозок отказалась крупнейшая в мире транспортная компания в части морских перевозок — China Cosco Shipping, перевозившая сырьё в Индию и Китай из дальневосточного порта Козьмино. Кроме того, сотрудничество прекратил греческий перевозчик Avin International, флот которого составляет 35 танкеров. К началу декабря 2022 г. экспорт по морю был сведён практически к нулю, но в середине декабря последовало восстановление объёмов экспорта.

Несколько компаний стали новыми флагманами поставки нефти, в основном зарегистрированные в Гонконге и Дубае. Крупнейшей является компания Nord Axis Ltd. (Гонконг), в декабре закупувшая у ПАО «Роснефть» 521 тыс. барр/сут нефти. До июля 2022 г. это была неизвестная широкому кругу лиц организация, тогда она была объявлена покупателем в нефтяном проекте «Восток ойл». Среди покупателей была и дубайская компания Tejarinaft FZCO, в начале 2023 г.

⁸¹ См.: О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российскую нефть и нефтепродукты: указ Президента Российской Федерации от 27.12.2022 № 961. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212270015?index=2&rangeSize=1> (дата обращения: 25.03.2023).

закупавшая 244 тыс. барр/сут. На рынке присутствуют компании с более длительным трейдерским опытом, например, Concept oil services Ltd, основанная в 2003 г. в Гонконге гражданином Латвии для транспортировки нефти из России в страны Европейского союза и бывшего СССР. В декабре 2022 г. было транспортировано 152 тыс. барр/сут. Покупкой нефти занимались дубайские Coral Energy DMCC (121 тыс. барр/сут, у ПАО «Сургутнефтегаз») и QR Trading DMCC (199 тыс. барр/сут, у ПАО «Сургутнефтегаз»), а также Bellatrix Energy Ltd. (151 тыс. барр/сут), владелец которой гражданин Азербайджана.



Рис. 18. Город Сеута на карте

Сложившаяся геополитическая ситуация открывает новые центры нефтяной торговли, такие как город Сеута⁸² — это небольшой испанский анклав на северном побережье Африки (рис. 18). Маршрут строится следующим образом: Россия загружает сырую нефть в малотоннажные танкеры класса «Афрамекс», дедвейт 114 тыс. т, в экспортных терминалах Балтийского моря (Приморск, Усть-Луга). Далее в порту Сеуты ожидают прибытия более крупного перевозчика (супертанкер класса VLCC, дедвейт до 320 тыс. т).

Для загрузки одного такого танкера требуется до трёх операций перевалки. Затем начинается путь в Азию, огибая Африку.

В феврале 2023 г. морской экспорт из России оказался устойчивее, чем предполагалось в связи с новыми ограничениями. Россия экспортировала около 7,32 млн барр. нефти и нефтепродуктов в сутки, что всего на 9 % меньше исторического максимума, достигнутого в январе 2023 г.

Несмотря на введение ограничительных мер, российское сырьё поступает на европейские рынки. В нейтральных водах Греции замечено ежедневное перекачивание миллионов баррелей нефти на танкеры других государств для дальнейшей доставки в Европу в обход всех санкций.

Один из маршрутов проходит через Азербайджан, являющийся начальной точкой трубопровода Баку — Тбилиси — Джейхан (Турция). Турция является новым транзитным пунктом поставки российской нефти в ЕС, там нефть перерабатывается в нефтепродукты, не попадающие под санкции, и продаётся конечному потребителю⁸³.

Поставки дизельного топлива через Турцию в декабре 2022 г. увеличились до 5,05 млн т (на 20,9 % в сравнении с 2021 г.). За первые два месяца 2023 г. Россия поставила 450 тыс. т дизельного топлива.

⁸² Сеута и Мелилья: откуда у Испании два города в Северной Африке и почему она не возвращает их Марокко // Этнобаза Дзен. 2022. 11 декабря. URL: https://dzen.ru/a/Y5V98Y9Pni5PBf_P (дата обращения: 25.03.2023).

⁸³ Значительное количество российских углеводородов по-прежнему поступает на европейский рынок // Politico. 2023. 23 марта. URL: <https://podolyaka.ru/znachitelnoe-kolichestvo-rossijskih-uglevodorodov-po-prezhnemu-postupaet-na-evropeyskiy-rynok-pishet-politico/> (дата обращения: 25.03.2023).

В Сингапуре спрос на резервуары для хранения нефти стремительно растёт, к тому же он не выступает против импорта российской нефти и нефтепродуктов, хотя финансовые отношения с торговыми предприятиями из России запрещены. В декабре 2022 г. сингапурские терминалы приняли почти в два раза больше российского мазута, чем в 2021 г., в 2022 г. страна получила 2,6 млн барр. нефти, тогда как в 2021 г. только 1,85. Вероятнее всего, из Сингапура сырьё реэкспортируется в страны Северо-Восточной Азии.

Новая «теневая» инфраструктура транспортировки чёрного золота оказалась надёжна и очень обширна. Морские потоки нефти из России выросли.

Поставки нефти в Китай к февралю 2023 г. достигли максимального с февраля 2022 г. уровня за счёт морской логистики и нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» (нефть марки ESPO). За первые два месяца 2023 г. Россия обогнала ОАЭ и стала крупнейшим поставщиком нефти в Китай, объёмы которой составили 15,68 млн т, что на 24 % больше, чем в предыдущем году.

В 2022 г. Китай получил от российских экспортёров 86,5 млн т нефти. На первом месте по экспорту нефти в Китай остаётся Саудовская Аравия (87,49 млн т), также в 2022 г. (по сравнению с 2021 г.) возросли поставки из Ирака (2,61 %) и ОАЭ (30 %) (рис. 19). Практически в два раза увеличился импорт сырья из Малайзии, которая в большей степени является третьим лицом при поставке нефти из Ирана и Венесуэлы, во избежание санкций Соединённых Штатов Америки. В 2022 г. Китай напрямую из Ирана закупил 780 т нефти. Поставки нефти из США сокращаются: в 2022 г. её объёмы составили лишь 13 против 24 млн т в 2021 г. Основным конкурентом за китайский нефтяной рынок, таким образом, остаётся Саудовская Аравия.

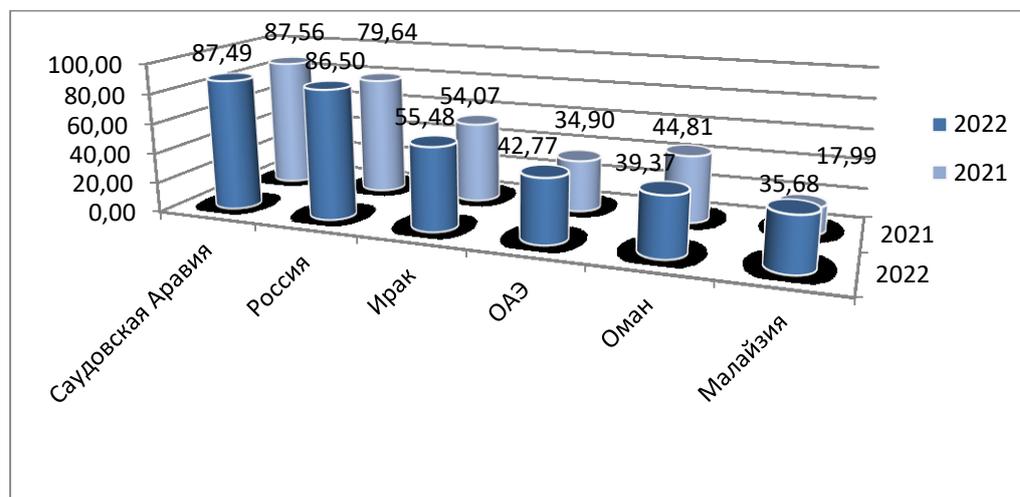


Рис. 19. Сравнительный анализ импорта нефти в Китай основными поставщиками в 2021 и 2022 гг., млн т

Россия также увеличила поставки арктической нефти в Китай и Индию (один из основных покупателей нефти марки Urals) после введения потолка цен на нефть. Большую часть поставок в Индию составляет нефть маркерных сортов Argo и Novu Port. В октябре 2022 г. Индия, наращивая поставки из России,

впервые импортировала больше нефти по морю, чем Европейский союз, в декабре 2022 г. она получила первую партию нефти сорта Varandey общим объёмом в 286,4 тыс. т. Всего в декабре в Индию отправлено 559,2 тыс. т арктической нефти. Валовая прибыль от переработки арктических сортов нефти более чем на 10 долл/барр. выше в сравнении с нефтью подобного качества из Соединённых Штатов (сорта Mars или WTI). Сведения об основных поставщиках нефти в Индию представлены на рис. 20.

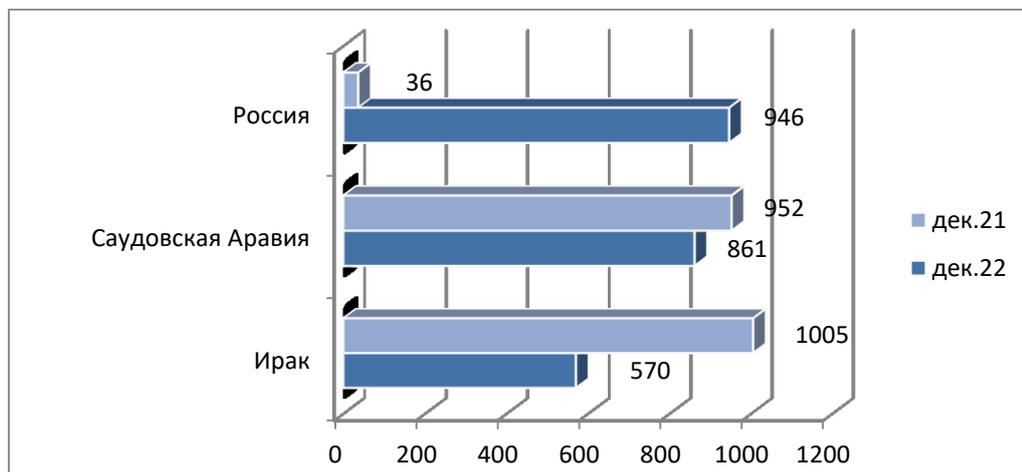


Рис. 20. Сравнительный анализ импорта нефти в Индию в декабре 2021 и 2022 гг. основными поставщиками, тыс. барр/сут

Поставки нефти из Ирака за анализируемый период сократились на 55,7 %, составив за декабрь 2022 г. всего 570 тыс. барр. Также снизился объём импорта из Саудовской Аравии (на 9,5 %), Россия наращивает темпы поставок. В декабре 2022 г. Индия импортировала нефти на 909,9 тыс. барр/сут больше, чем в декабре 2021 г. Таким образом, на сегодняшний день крупнейшими покупателями российской нефти являются Индия и Китай.

В числе других покупателей Япония, сокращающая импорт российской нефти. Так, в 2019 г. российская сторона поставила 6,4 млн т нефти, тогда как в 2022 г. экспорт снизился до 2 млн т. Практически полный отказ от российской нефти привёл к росту доли импортёров с Ближнего Востока — до 94 % (основные поставщики — Саудовская Аравия, ОАЭ и Кувейт). Желание диверсифицировать потоки поставок нефти привело к возобновлению отношений с Россией, в январе 2023 г. Япония импортировала 24,12 тыс. барр/сут. Например, Саудовская Аравия экспортирует в Японию 1,2 млн барр/сут, ОАЭ — 930,8 тыс. барр/сут, Кувейт — 279,8 тыс. барр/сут.

В Южную Корею нефтепродукты из России теперь поступают через Тунис. Южнокорейские партнёры наращивают поставки нефтепродуктов. В 2021 г. доля российской нефти в импорте страны составляла лишь 5 %, Россия входит в четвёрку крупных поставщиков, впереди ведущий импортёр — Саудовская Аравия, затем США и Кувейт. В 2022 г. объёмы нефти снизились, составив всего 356 тыс. т, тем

не менее Южная Корея не отказывается от своих намерений закупать нефтепродукты через Тунис⁸⁴.

Растут поставки дизельного топлива в Марокко, в 2022 г. составившие 752 тыс. т против 66 тыс. т в 2021 г. За первые два месяца 2023 г. поставлено 140 тыс. т топлива. Кроме того, Россия наращивает поставки нефтепродуктов в такие страны, как Гана (в январе 2023 г. — 20 тыс. барр/сут), Индонезия (в январе 2023 г. — 5,1 млн барр/сут), Сенегал, Ливия, Уругвай и Кот-д'Ивуар.

2.5. Стратегические перспективы освоения нефтяных ресурсов в Арктике

Освоение нефтяных ресурсов арктического шельфа в последнее время идёт медленными темпами вследствие высокой зависимости России от иностранных технологий, санкционных ограничений. Перспективы разработки зависят от динамики цен на нефть, геополитической обстановки, развития отечественных технологий. В данной ситуации стимулом для государства и компаний является развитие собственных компетенций и возможность расширения производства на долгосрочную перспективу.

Альтернативой арктическому шельфу могут стать трудноизвлекаемые запасы тяжёлой нефти, расположенные в Западной Сибири. При этом основным фактором увеличения издержек в нефтедобыче является снижение качества нефти из-за повышения плотности и содержания серы. Получение рентабельной «лёгкой» предполагает использование дорогостоящего оборудования. Государством устанавливаются льготные режимы налогообложения для стимулирования их освоения, но доступ к таким ресурсам ограничен.

Порог рентабельности арктической нефти составляет 65–110 долл/барр. в зависимости от условий добычи: для континентальных месторождений — 65–70 долл/барр., для морских месторождений континентального шельфа — 100–110 долл/барр.

Катализатором развития региональной экономики является рациональное освоение минерально-сырьевой базы. Один из основных компонентов пространственного развития экономики — организация минерально-сырьевых центров энергетических ресурсов на базе развитой коммуникационной инфраструктуры. В последнее время арктический регион представляет огромный интерес для науки, бизнеса и в целом для государства. В совокупности наличие огромного сырьевого потенциала, растущего интереса, повышение социально-экономического уровня региона создаёт предпосылки для создания новых минерально-сырьевых центров.

На государственном уровне приняты нормативно-правовые акты с целью дальнейшего социально-экономического развития арктического региона. Так, Стратегия пространственного развития РФ до 2025 года определяет основные тенденции, проблемы, приоритетные задачи пространственного развития Российской Федерации, а именно сокращение межрегиональных различий, улучшение качества жизни населения, обеспечение национальной безопасности.

⁸⁴ Россия начала поставлять нефтепродукты в Южную Корею через Тунис // Lenta.ru. 2022. 25 ноября. URL: <https://lenta.ru/news/2022/11/25/obkhod/> (дата обращения: 25.03.2023).

Решением этих задач как раз и является создание минерально-сырьевых центров, которые в Стратегии обозначены как центры экономического роста регионов.

При разработке Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года⁸⁵ учтены прогнозы научно-технологического развития РФ до 2030 г., тенденции социально-экономического развития до 2036 г., стратегии экологической, национальной безопасности, Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года и другие документы стратегического планирования. Основные цели Стратегии — содействие экономическому и социальному развитию, укрепление позиций страны в мировой энергетике.

Минерально-сырьевой центр, согласно Стратегии развития геологической отрасли на период до 2030 года⁸⁶, — это совокупность разрабатываемых или планируемых к разработке месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей или планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья в федеральную или региональную транспортную систему.

Государственный подход к управлению развитием и освоением энергетических ресурсов с учётом наличия развитой инфраструктуры получил продолжение в следующих документах: Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности до 2035 года; Стратегия развития минерально-сырьевой базы до 2035 года, Основы государственной политики в Арктике до 2035 года, Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом до 2035 года.

Согласно программе социально-экономического развития Арктической зоны РФ, до 2025 г. предполагается создание опорных зон, каждая из которых будет включать в себя совокупность отраслей и воплотится в региональный проект. Организация минерально-сырьевых центров в арктической зоне создаст предпосылки для образования опорных зон из-за территориальной принадлежности и инфраструктурного единства. Таким образом, опорная зона — это часть арктической территории, на которой реализуются взаимосвязанные проекты, направленные на комплексное развитие региона. Безусловно, МСЦ связаны с нефтяной сферой, поэтому центр можно рассматривать как объекты для проведения геологоразведочных работ и последующего развития на его базе коммуникационных возможностей.

Исходя из анализа нормативно-правовых актов, можем сделать вывод о том, что развитие сырьевых регионов на базе прироста энергетических запасов, рационального пользования недрами, формирования транспортной системы для поставки сырья принципиально важны. В данном случае необходим комплексный подход к формированию минерально-сырьевых центров с учётом национальных интересов.

⁸⁵ См: Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> <https://lenta.ru/news/2022/11/25/obkhod/> (дата обращения: 25.03.2023).

⁸⁶ См: Об утверждении стратегии развития геологической отрасли на период до 2030 года: распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 № 1039-р. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902222865> (дата обращения: 25.03.2023).

Формирование и организация минерально-сырьевых центров требуют крупных инвестиционных вложений, инвесторами могут выступать как пользователи недр, так и сторонние производственные компании, государство. Согласованность между всеми участниками проекта позволит добиться больших положительных результатов и эффектов, сопряжённых с различными отраслями экономики. Национальная и региональная эффективность включает в себя учёт социально-экономических последствий выполнения проекта. Это могут быть как прямые выгоды и затраты, так и внешнеэкономические, экологические и социальные факторы. Например, эффект от реализации проекта в рамках конкретного региона и представляет собой региональный эффект.

Для того чтобы качественно оценить целесообразность создания минерально-сырьевых центров в том или ином регионе, необходимо провести прогноз добычи энергетических ресурсов, выполнить оценку эффективности инвестиционных вложений, что позволит прогнозировать эффекты от реализации проекта новых арктических центров. Полученные результаты будут отражать общественный и территориальный эффект.

Прогноз добычи нефти основан на данных по объёму и структуре сырьевой базы, по категориям запасов и ресурсов (см. подраздел 2.3). В качестве метода используется имитационное моделирование, которое позволяет приблизить экспертные прогнозные значения к реальным данным в ретроспективе. Важными показателями являются степень выработанности, рассчитываемая путём деления суммы накопленной добычи нефти за определённое время на конкретном участке недр на начальные извлекаемые запасы участка недр, и проектный уровень добычи, заложенный в документах о разработке. Также для прогноза важен такой показатель, как степень разведанности, который отражает уровень готовности месторождения и расчёт времени ввода в эксплуатацию.

Степень разведанности на нефть российского арктического пространства не велика. Этот показатель⁸⁷, к примеру, в Ямало-Ненецком автономном округе составляет 33 %, в муниципальных образованиях Красноярского края — 8,2 %. Поэтому остаётся высокая вероятность, что как на суше, так в акватории могут быть найдены крупные нефтяные запасы. Расширение области для проведения геологоразведочных работ также необходимо на текущей стадии льдообразования, так как процессы глобального потепления цикличны, при похолодании многие нефтегазоносные пространства будут покрыты льдом.

Безусловно, пространственное развитие арктического региона призвано повысить деловую активность и инвестиционную привлекательность региональной экономики и способствовать возрождению системы населённых мест за счёт преодоления пагубных последствий депопуляции, что обеспечивает единство пространственного развития и территориальную целостность страны. Данный эффект достижим путём увеличения числа арктических МСЦ. При возникновении цепочки мультипликативных эффектов инфраструктурой нефтегазовой отрасли создаётся большее количество рабочих мест.

Сегодня благодаря накопленному опыту в работе с гравитационной платформой в сложных ледовых условиях разрабатывается единственное в мире месторождение «Приразломное», глубина моря в этом районе составляет 20 м. Основная проблема — в установке платформы, состоит в противодействии

⁸⁷ Варламов А. И. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // Материалы Всерос. конф. «Арктика — нефть и газ 2019». 2019. С. 15–18.

ледовым массам, которые на неё воздействуют с различной силой. При давлении льда на платформу создаётся рычаг, способный её опрокинуть и вывести из строя. Во избежание подобных ситуаций, модели платформ отрабатываются в специальных гидротехнических бассейнах с воссозданием необходимых ледовых условий. В большинстве своём лицензионные участки находятся за пределами транзитной зоны (глубина более 20 м), для акватории с такими глубинами ещё не создано технологий добычи либо технологии требуют фундаментальных доработок.

Начальные суммарные ресурсы российской Арктики составляют 33 047 млн т, из которых 61 % — континентальные, 39 % — морские, локализованные в акватории континентального шельфа. Основные ресурсы нефти сконцентрированы в акватории Тимано-Печорской НГП, включая шельф Печорского моря.

С целью реализации стратегического планирования с позиций пространственной экономики в Западной Арктике целесообразно создать Кольский минерально-сырьевой центр нефти (см. подраздел 2.3).

Морские нефтяные лицензионные участки распределены между двумя основными игроками: ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпром», под контролем которых 95 % площади этих участков. Более 20 лицензионных участков находятся на территории Западной Арктики (рис. 21), по региональному признаку они входят в зону Кольского МСЦ. Большинство этих участков за пределами транзитной зоны, разработка нефти на глубине более 20 м пока в стадии фундаментальных разработок. В данном случае наиболее реален в освоении континентальный шельф Печорского моря.

Для реализации проекта Кольского МСЦ планируется разработка двух открытых нефтяных месторождений: Медыньское-море (максимальный уровень добычи к 2025 г. составляет 5,5 млн т нефти) и Варандей-море (максимальный уровень добычи к 2032 г. — 2,2 млн т нефти).

Таким образом, суммарный объём добычи на шельфовых месторождениях Печорского моря будет поддерживаться на уровне 2021 г., то есть 5,5 млн т нефти.

Плановые показатели по перевалке нефти ограничены производственными мощностями рейдовых перевалочных комплексов «Кола» и «Норд» — примерно на уровне 27 млн т сырой нефти в год. Через порт Витино планируется перевалка нефтепродуктов объёмом до 4 млн т и их дальнейшая транспортировка по Северному морскому пути.

В плановой перспективе основными районами освоения нефтяных ресурсов становится побережье Печорского и Карского морей, где имеются объекты береговой инфраструктуры, межпромысловые нефтепроводы, терминалы «Варандей» и «Ворота Арктики».

Главными источниками воспроизведения минерально-сырьевой базы в пределах актуальных горизонтов планирования остаются континентальные месторождения в рамках Кольского МСЦ, месторождение «Приразломное», трудноизвлекаемые запасы Западно-Сибирской и Тимано-Печорской НГП, в отдельную категорию включаются шельфовые месторождения транзитной зоны суша-море Печорского и Карского морей, разработка которых возможна путём горизонтального бурения скважин с берега. Первостепенные районы освоения арктических ресурсов нефти и газа⁸⁸ представлены на рис. 22.

⁸⁸ Мониторинг освоения арктических энергетических ресурсов // Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики: в 2 ч. Ч. II / под ред. С. А. Агаркова [и др.]. Апатиты: КНЦ РАН, 2019. 170 с.

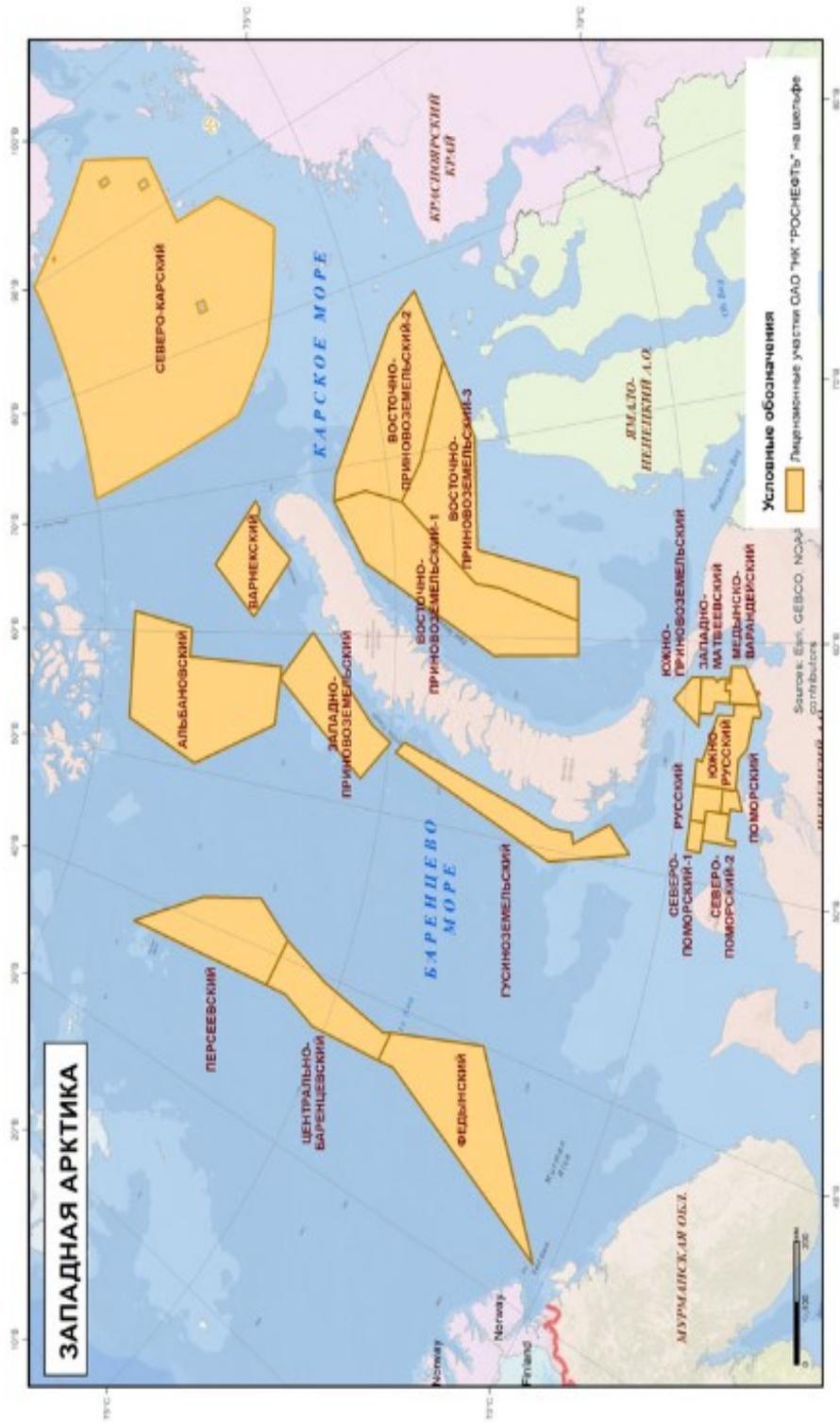


Рис. 21. Лицензионные участки Баренцева и Карского морей
 [URL: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения: 25.03.2023)]

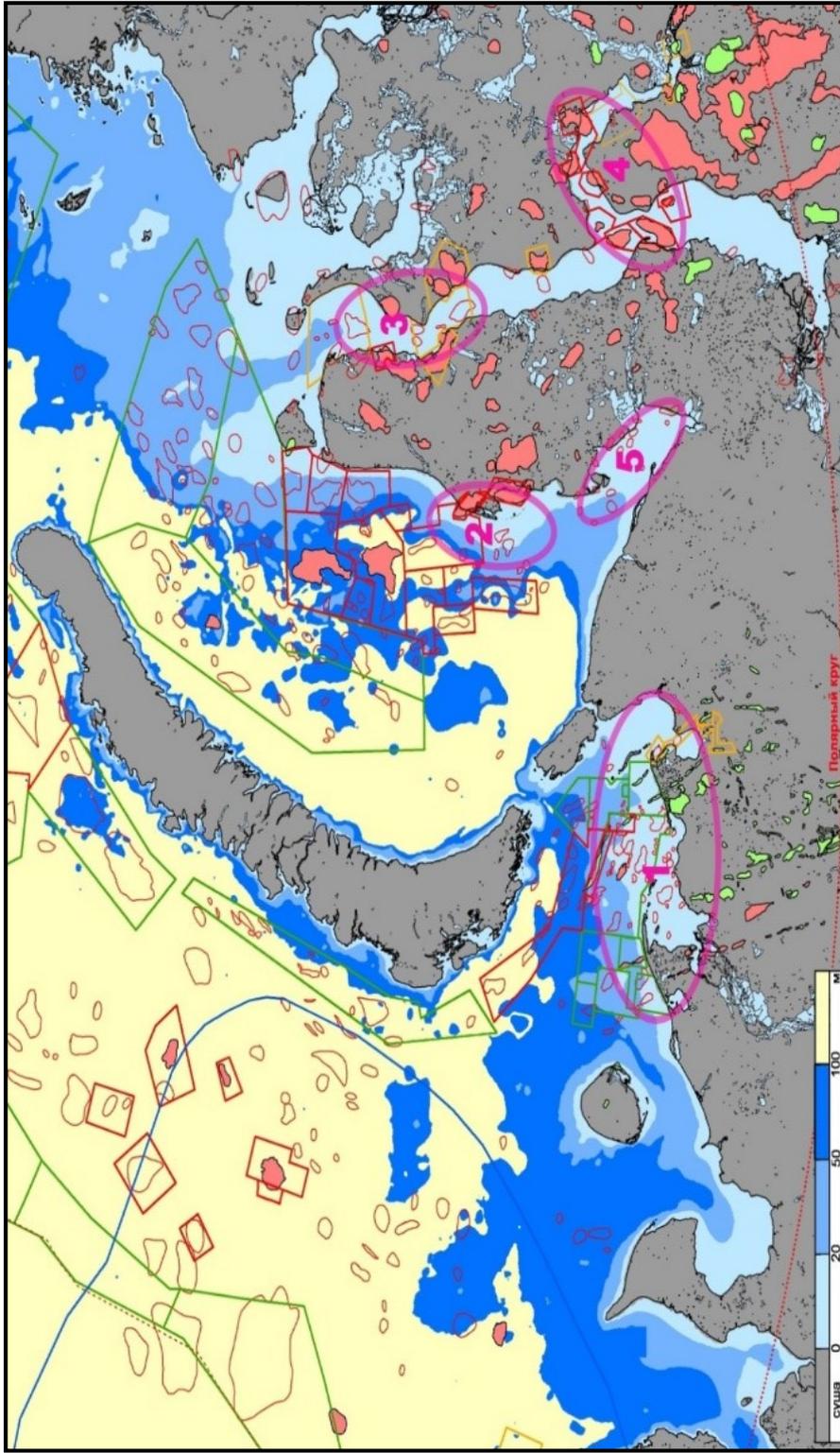


Рис. 22. Перспективные районы освоения арктических ресурсов нефти и газа за пределами актуальных горизонтов планирования:
 1 — Печорский; 2 — Бованенково-Харасевейский; 3 — Северо-Обский; 4 — Обско-Газовский; 5 — Байдаракский

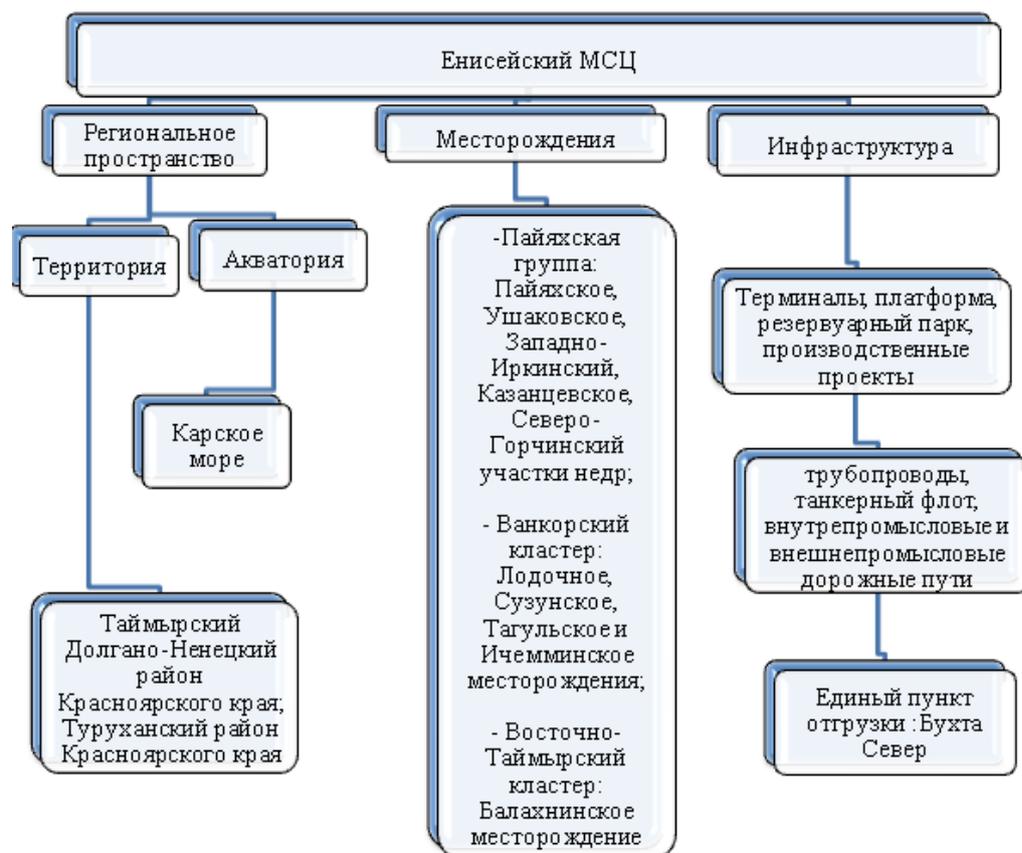


Рис. 23. Структура Енисейского минерально-сырьевого центра нефти

В районах Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов «сконцентрированы» условия для успешного развития системы коммуникаций, инфраструктуры, формирования единого геостратегического пространства арктического региона. Районы нефтедобычи 1, 4 и 5 по критерию единства отгрузки можно отнести к Кольскому минерально-сырьевому центру, газоносные районы 2, 3 и, возможно, 5 — в зону Ямальского МСЦ газа с производством и отгрузкой в порту Саббета.

Ещё одним перспективным центром является Енисейский МСЦ (рис. 23), расположенный в границах Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской НГО, что соответствует Воркутинской и Таймыро-Туруханской опорным зонам. Среди основных месторождений Пайяхское и Западно-Иркинское. Территориальные границы обозначены исходя из наличия минерально-сырьевой базы. Суммарные извлекаемые запасы нефти составляют 2,44 млн т, природного газа — 517 млрд м³. Ресурсы нефти — 1,95 млн т, природного газа — 359 млрд м³.

Основной маршрут реализации добываемого сырья в рамках Енисейского МСЦ — направление экспорта нефти через СМП с выходом на рынки стран Атлантического и Тихого океанов. Реализация нефти предполагает наличие нефтепроводов, которые свяжут между собой месторождения. Также потребуется строительство нефтеналивного терминала, к которому по магистральному нефтепроводу будет доставляться нефть. Интеграция Ванкорского терминала

в систему МСЦ позволит в будущем использовать высококачественную нефть для поставок по восточному нефтепроводу «Восточная Сибирь — Тихий океан», соединяющему с международными рынками месторождения Сибири.

Реализация и развитие Енисейского минерально-сырьевого центра требует больших капиталовложений: инвестиции в геологоразведочные работы, разработка и освоение МСЦ, организация транспортной и производственной инфраструктуры. Выручка выражается в доходах от реализации нефти — это экспорт на международный рынок, а также доходы от реализации сжиженного природного газа.

Существенную долю расходов составляют затраты на организацию коммуникационных сетей, что предполагает строительство морского порта, нефтепроводов, электростанций, танкеров, газозовов и др. Для того чтобы соединить Восточно-Таймырский кластер с Пайяхской группой и Ванкорским кластером, который, в свою очередь, будет соединён с нефтеналивным терминалом, а также для общего подключения к системе ВСТО, необходимо строительство внутрипромысловых и магистральных нефтепроводов общей длиной порядка 8 тыс. км. В структуру расходов входит строительство морского порта — 172 млрд руб., двух аэродромов — 300 млн руб, вертодрома и тринадцати вертолётных площадок — 18 млн руб. В расходы для обеспечения коммуникаций следует включить: 3,5 тыс. км электросетей, пятнадцать промысловых городков (по 200 человек в каждом), дорожную инфраструктуру общей протяжённостью 4,5 тыс. км.

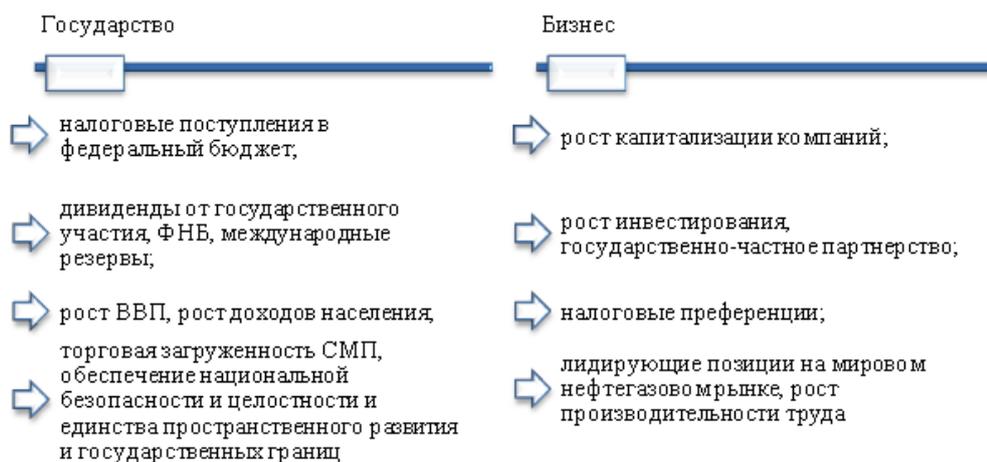


Рис. 24. Показатели мультипликативного эффекта от реализации Енисейского минерально-сырьевого центра на национальном и корпоративном уровне

Проект оказывает высокий мультипликативный эффект на смежные отрасли и пространственное развитие всей северной части Красноярского края. Предполагается вовлечение широкого круга специалистов из разных отраслей и различных квалификаций. Основные создающие мультипликативный эффект от реализации Енисейского МСЦ показатели представлены на рис. 24.

Поступления от добычи углеводородов являются частью торгового баланса и основой международных резервов и фондов. Источником дивидендов

выступает часть прибыли от проекта, что может быть рассчитано исходя из дивидендной политики компании-недропользователя.

Одним из главных показателей мультипликационного эффекта на национальном уровне является увеличение численности жителей и улучшение качества их жизни. В нашей стране имеется опыт создания подобных проектов, это МСЦ Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, созданный ещё в 1970-е гг. Реализация масштабного проекта привела к увеличению численности населения, образованию новых городов, предприятий, созданию транспортной системы, способной к интеграции в международные транспортные потоки.

Для создания Кольского минерально-сырьевого центра (по аналогии с Енисейским) потребуется модернизация и создание обслуживающего вспомогательного флота до уровня, обеспечивающего безопасное круглогодичное плавание в акватории арктических морей и по трассам СМП. Система морских коммуникаций встроена в сеть морских портов в направлении южной трассы СМП и пунктов технического обеспечения на суше.

Арктический регион обладает большим потенциалом в нефтяной сфере, но большинство регионов не могут раскрыть свои возможности из-за отсутствия квалифицированных кадров, неоднородности социально-экономического развития и депопуляции. Поэтому в основу пространственной организации не только Арктики, но и всей России следует интегрировать принцип многослойного рационального освоения регионального хозяйства и осуществить переход от точечной модели к полосной (широтной). В качестве одной и составляющих многослойной модели выступает региональное пространство, на территории которого обеспечивается функционирование доминирующего вида деятельности (добыча нефти, газа и др.), то есть вида деятельности, способного решать задачи на стратегических направлениях развития регионального либо национального хозяйства⁸⁹.

⁸⁹ Оценка эффективности организации новых центров экономического роста в Арктике / М. В. Иванова [и др.] // Арктика и Север. 2023. № 50. С. 66–88.

3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ

3.1. Пространственное распределение запасов природного газа российской Арктики

Оценка воспроизводства запасов природного газа в РФ

Одной из стратегических задач газовой отрасли РФ является сохранение равновесия между добычей и воспроизводством углеводородов. В последние годы серьёзные перспективы открытия высокопотенциальных месторождений и залежей углеводородного сырья, включая уникальные по объёмам извлекаемых ресурсов, связывают с пятью арктическими НГО Западно-Сибирской НПП (ЗСНПП)⁹⁰ — Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Южно-Карской.

В табл. 7 на основе данных Минэнерго РФ, Минприроды РФ, госбаланса запасов полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию (ГБЗ РФ), статистики компании ВР за 2013–2021 гг.⁹¹ выполнена оценка равновесного соотношения между добычей и приростом запасов природного газа 2013–2022 гг.

Таблица 7

Оценка воспроизводства запасов природного газа в РФ*

Год	Добыча, млрд м ³	Доля в мировой добыче, %	Прирост разведанных запасов, млрд м ³	K_R	Доказанные запасы, трлн м ³	Доля в мировом объёме, %	R/P
2013	668	19,85	1000	1,5	31,3	16,8	51,7
2014	642	18,7	900	1,4	32,6	17,4	56,4
2015	634	18,06	1095	1,73	32,3	17,3	56,3
2016	641	18,08	702	1,1	32,3	17,3	55,7
2017	690	18,78	890	1,29	35,0	18,1	55
2018	725	18,82	673	0,93	38,9	19,8	58,2
2019	738	18,6	560	0,76	38,0	19,1	55,9
2020	693	17,95	747	1,08	37,4	19,9	58,6
2021	762	18,88	1017	1,33	46,1**	22,3	64,2
2022	673,8	16,68	705	1,05	46,1**	23,6	68,4

Примечания: K_R — коэффициент воспроизводства, с 2013 по 2022 гг. равен 1,207; R/P — соотношение запасов к добыче, показывает количество лет, в течение которого сохранится продуктивность, исходя из текущих темпов добычи.

* Составлено автором.

** По данным ГБЗ РФ.

⁹⁰ Щеголькова А. А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Ямальской нефтегазоносной области // Арктика и Север. 2021. № 45. С. 61–74. DOI:10.37482/issn2221-2698.2021.45.61. EDN: SZENNM.

⁹¹ BP Statistical Review of World Energy 2022. 71st edition.

По объёму добычи природного газа Россия продолжает занимать 2-е место, уступая США (в 2022 г. объём добычи в США достиг 967 млрд м³). По итогам 2022 г., несмотря на беспрецедентные санкции в энергетическом секторе, давление на партнёров и осуществление диверсий на экспортном ГП «Северный поток — 1,2», доля РФ в мировой добыче снизилась незначительно. Основное падение в 2022 г. пришлось на ПАО «Газпром» — 19,8 % (объём добычи — 412,6 млрд м³), при этом независимые газодобывающие компании показали в текущем году рост добычи природного газа: ПАО «Новатэк» — 2,8 % (объём добычи — 82,14 млрд м³), ПАО «НК Роснефть» — 15 % (объём добычи — 74,4 млрд м³). Минэкономразвития РФ (МЭР) давало осторожные прогнозы по добыче природного газа на 2023 г., по ним ожидалось снижение в годовом выражении ещё на 11–13 % относительно 2022 г. Несмотря на рост цен на мировом рынке и увеличение дохода от поставок природного газа, наращивание добычи в условиях ограничения экспорта нерационально.

По состоянию на начало 2024 г. Россия располагает 23,6 % мировых запасов природного газа, при этом благодаря сохранению паритета между добычей и приростом разведанных запасов данный показатель неуклонно растёт. Средний коэффициент воспроизводства за период 2013–2022 гг. на уровне 1,207 иллюстрирует паритет между добычей и приростом, свидетельствуя о сохранении этого равновесия и обеспечении воспроизводства природного газа в перспективе.

За исследуемый период в целом прирост запасов свободного газа опережает его добычу, однако в 2018 и 2019 гг. паритет был не в пользу воспроизводства. Зафиксированное снижение извлекаемых запасов природного газа по категориям $A + B_1 + C_1$ произошло из-за пересчёта коэффициента извлечения газа. На территории АЗРФ в 2019 г. было отмечено уменьшение извлекаемых запасов природного газа на Западно-Таркосалинском НГКМ, Северо-Каменномысском ГКМ, а также на шельфе Карского моря. Несмотря на общее снижение запасов, ресурсная база природного газа Ямальского центра газодобычи (ЦГД) заметно возросла благодаря открытию на приямальском шельфе двух новых месторождений — Нярмейского и им. В. А. Динкова, общие суммарные запасы которых — более 500 млрд м³. Были произведены геологоразведочные работы (ГРП) по доразведке запасов опорных месторождений Бованенковской и Тамбейской групп, по результатам бурения пробных разведочных скважин также были скорректированы данные о большей продуктивности Ленинградского месторождения, по сравнению с более ранними геологоразведочными данными⁹². Извлекаемые запасы свободного газа Ленинградского ГКМ на данный момент оценивают в 1,9 трлн м³, что позволяет отнести месторождение в разряд уникальных. Таким образом, Ямальский регион газодобычи, центром которого является Бованенковский кластер, в перспективе станет заменой истощающимся газовым месторождениям Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО.

В последние два года зафиксирован прирост разведанных запасов свободного природного газа за счёт увеличения темпов ГРП в Арктической зоне РФ, в основном в районе полуострова Ямал и на континентальном шельфе, что позволяет сохранить паритет «добыча-воспроизводство». В частности,

⁹² Щеголькова А. А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Арктического шельфа Российской Федерации // Арктика и Север. 2022. № 49. С. 86–104. DOI:10.37482/issn2221-2698.2022.49.86. EDN: BHUSVG.

по данным Федерального агентства по недропользованию за период 2020–2022 гг. было открыто 108 месторождений углеводородов. Основной рост текущих извлекаемых запасов природного газа пришёлся на арктический регион. Так, в 2020 г. на Карском шельфе, в пределах Предновоземельской НГО, открыты месторождения им. маршала Жукова (суммарные запасы свыше 800 млрд м³, относящиеся к категории уникальных), им. маршала Рокоссовского (оценочные запасы газа — 514 млрд м³, конденсата — 53 млн т). Ранее, в 2014 г., на участках Карского моря Предновоземельской НГО было открыто месторождение «Победа» с запасами нефти (категория C₁ + C₂ — 130 млн т) и газа (категории A + B₁ + C₁ — 21,7 млрд м³, B₂ + C₂ — 477,5 млрд м³), отнесённое к категории уникальных. Запасы нефти обнаружены в юрских отложениях, газа — в меловых отложениях апт-альба и сеномана. В рекордные сроки было произведено бурение самой северной в мире скважины «Университетская-1», и в сентябре 2014 г. получена первая нефть, по своим свойствам — свёрхлегкая, по плотности и содержанию серы — превосходящая эталонную сорта Brent, а также WTI и Siberian Light. Всего на шельфах Карского моря Предновоземельской НГО выявлено более 30 перспективных структур. Результаты ГРП показывают их высокую перспективность. По оценкам экспертов (Роснефть), новая провинция по объёму извлекаемых запасов углеводородов может превзойти крупнейшие провинции Ближнего Востока, бразильский шельф, Мексиканский залив и арктический шельф Аляски и Канады. На приямальском шельфе Карского моря, в пределах Южно-Карской НГО, открыто газовое месторождение, получившее название «75 лет Победы», предварительная оценка запасов природного газа — 202,4 млрд м³. В 2022 г. на полуострове Гыдан открыто ГКМ, относящееся к категории крупных, с извлекаемыми запасами 52 млрд м³ (им. В. И. Гири). Основная характерная особенность сырьевой базы природного газа в России — неравномерность территориального распределения, свыше 80 % приходится на месторождения арктического региона, объём извлекаемых запасов углеводородов на арктических месторождениях, по оценкам экспертов⁹³, составляет 245 млрд т условного топлива. Анализ пространственного распределения запасов природного газа в арктическом регионе РФ представлен в табл. 8.

Оценка пространственного распределения запасов природного газа в западной части арктического региона показала: несмотря на то, что промышленное освоение арктических месторождений природного газа насчитывает свыше 50 лет, отдельные НГО, прежде всего Восточной Арктики, характеризуются слабой степенью геолого-геофизической изученности.

В своей основе запасы свободного газа арктических месторождений представлены энергетическим (сухим) газом, который содержит свыше 97 % метана и без предварительного очищения используется в качестве топлива. Как видно из анализа пространственного распределения запасов природного газа арктического региона, основная доля извлекаемых запасов относится к ЗСНГП, на долю арктических территорий данной провинции приходится 66 % российских запасов природного газа.

⁹³ Конторович В. А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неоконских (берриас-нежнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // Геология и геофизика. 2020. Т. 61, № 12. С. 1735–1755. DOI:10.15372/GiG2020154. EDN: BGYMLQ.

Пространственное распределение запасов природного газа
арктического региона Российской Федерации

Нефтегазоносные области и перспективные* нефтегазоносные области	Географическое положение нефтегазового региона	Зона ответственности	Степень освоения / перспективность	Объём извлекаемых запасов $ABC_1 + C_2$, млрд м ³
Западно- и Восточно-Баренцевоморская НГП (ЗВБМНГП)				
Штокмановско-Лунинская	Западно-Арктический шельф Баренцева моря	«Газпром»	Степень разведанности — 12,8 %. Крупнейшее месторождение ЗВБМНГП (ГК Штокмановское) находится в стадии разведки, его разработка заморожена на неопределённый срок	> 5000
Южно-Баренцевская				
Финмаркенская				
Тимано-Печорская НГП (ТПНГП)				
Печоро-Колвинская	Западно-Арктический шельф Печорского моря	НК «Роснефть»	Степень разведанности — 12 %	73,7
Хорейверская				
Западно-Сибирская НГП (ЗСНГП)				
Свердрупская*	Шельф Карского моря	НК «Роснефть»	По результатам поисково-оценочного бурения доказана промышленная нефтегазоносность, открыто 8 НГКМ на шельфе в пределах данных НГО. Высокая себестоимость добычи, отсутствие необходимой инфраструктуры, технологий добычи	> 1300
Предновоземельская				> 500
Южно-Карская		«Газпром»		> 2600

Нефтегазоносные области и перспективные* нефтегазоносные области	Географическое положение нефтегазового региона	Зона ответственности	Степень освоения / перспективность	Объём извлекаемых запасов $ABC_1 + C_2$, млрд m^3
Ямальская	Крайний северо-запад ЗСНГП. Полуостров Ямал, акватория Обской и Байдарацкой губ	«Газпром», «Новатэк»	Степень разведанности — 70 %. Ресурсная стратегическая база проектов «Ямал». Ресурсная база комплекса по переработке этансодержащего газа (КПЭГ) в Усть-Луге; Каменномыское море с применением ЛСП («Газпром»); Ресурсная стратегическая база проекта «Ямал СПГ», а также планируемых проектов: «Арктик СПГ 2, 3», «Обский ГХК и СПГ» («Новатэк»)	> 16 000
Гыданская	Северная часть ЗСНГП. Полуостров Гыдан, акватория Обской, Юрацкой, Гыданской и Тазовской губ	«Газпром», «Новатэк», НК «Роснефть»	Степень разведанности — 22 %. Ведётся разработка Северо-Каменномыского ГКМ («Газпром»), ГМ Семаковского («РусГазАльянс»). Ресурсная стратегическая база проекта «Арктик СПГ 1» («Новатэк»)	> 2200
Надым-Пур-Тазовский регион	Надым-Пурская НГО (северо-восточная часть ЗСНГП), Пур-Тазовская НГО (восток центральной части ЗСНГП)	«Газпром», «Новатэк», НК «Роснефть», «Лукойл»	Извлекается 70 % объёма природного газа России. Находится в стадии падающей добычи, выработка свыше 75 %. Разработка проектов по извлечению ТрИЗ	32 000 (начальные запасы)

Нефтегазоносные области и перспективные* нефтегазоносные области	Географическое положение нефтегазового региона	Зона ответственности	Степень освоения / перспективность	Объём извлекаемых запасов $ABC_1 + C_2$, млрд м ³
Енисей-Хатангская, в части АЗРФ	Крайний северо-восток ЗСНПП, акватория Гыданской губы и Енисейского залива	«Новатэк», «НК «Роснефть», «Ермак Нефтегаз»	ГРП носят несистемный характер, степень разведанности <10 %. Ведутся ГРП по подготовке ресурсной базы Восток-Ойл (добыча нефти и производство СПГ) НК «Роснефть»	450
Западно-Лаптевская ПНПП				
Северо-Лаптевская*, Южно-Лаптевская*, Восточно-Лаптевская*, Центрально-Лаптевская*	Западная и центральная часть шельфа моря Лаптевых	НК «Роснефть» владеет отдельными лицензионными участками	Ведётся оценка нефтегазоносности. ГРП носят несистемный характер, степень разведанности — 0,02%. Одно разведываемое НГМ Центрально-Ольгинское	Ресурсы ($D_0 + D_{1л} + D_2$) 4200
Новосибирско-Чукотская ПНПП				
Новосибирская*, Южно-Чукотская*, Усть-Индигорская*	Восточная часть шельфа моря Лаптевых, южная часть шельфа Чукотского и Восточно-Сибирского морей	НК «Роснефть» владеет отдельными лицензионными участками	Ведётся оценка нефтегазоносности, ГРП ведутся в границах лицензионных участков, степень разведанности — 0	Ресурсы ($D_0 + D_{1л} + D_2$) 1100
Восточно-Арктическая ПНПП				
Де-Лонга*, Северо-Чукотская*	Северная часть шельфа Чукотского и Восточно-Сибирского морей	НК «Роснефть» владеет отдельными лицензионными участками	Ведётся оценка нефтегазоносности, ГРП ведутся в границах лицензионных участков, степень разведанности — 0	Ресурсы ($D_0 + D_{1л} + D_2$) 4700

Примечание. Составлено автором.

Уровень добычи природного газа в арктических районах ЗСНГП в настоящее время находится на пиковых значениях, однако для достижения планируемых стратегических показателей, согласно Генеральной схеме развития нефтегазовой отрасли до 2035 г. (2021 г.), необходимо компенсировать падающую добычу природного газа. Плановые показатели Генсхемы предполагают уровень добычи природного газа в диапазоне от 838,3 до 1048 млрд м³ в год в зависимости от сценария — низкого, среднего и высокого, которые разработаны исходя из наличия потенциальных промышленных мощностей нефтегазового сектора. Истощение базовых месторождений в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО ставит вопрос о развитии сырьевой базы газовой отрасли в труднодоступных районах северо-западной части ЗСНГП — Ямальской и Гыданской НГО, включая акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ.

Северо-западная часть ЗСНГП является газоносной с высоким содержанием апт-альб-сеноманских отложений. Освоение месторождений углеводородов Ямальской и Гыданской НГО неоднократно откладывалось по причине труднодоступности районов арктической зоны, экологической составляющей, в первую очередь выраженной слабой восприимчивостью природной среды к техногенным нагрузкам и длительным периодом самовосстановления, полным отсутствием промышленной и социальной инфраструктуры⁹⁴. Сложные природно-климатические условия — распространение вечномерзлых, пучинистых и засоленных грунтов, термоэрозионных и термокарстовых процессов, большое количество рек и озёр со сложным гидрологическим режимом — усугубляют проблему освоения региона.

Смещение сырьевой базы газовой отрасли в труднодоступные районы северо-западной части ЗСНГП предполагает создание с нуля добывающей, транспортной и социальной инфраструктуры с обязательной синхронизацией в части: поисково-разведочных работ, ввода комплекса мощностей в добыче и освоении месторождений, транспортировке, хранения, переработки природного газа и его ценных компонентов, распределения среди потребителей.

Оценка газового потенциала Ямальской НГО

Газоносность Ямальской НГО была выявлена ещё в 1950 гг., с началом геологоразведочных работ. Непосредственно их осуществление на Ямале началось в конце 1950-х. Первое месторождение Ямальской НГО — НГКМ Новопортовское открыто в 1964 г., является на данный момент на Ямале крупнейшим. В 1979 г. в северной части Гыданского полуострова с частичным расположением в акватории Обской губы открыто НГКМ Салмановское (Утреннее), относящееся к категории крупных (с 2012 г. в соответствии с районированием нефтегазогеологических территорий НГКМ Салмановское и ГМ Штурмовое отнесены к Ямальской НГО).

В пределах Ямальской НГО включая прилегающую акваторию, к настоящему времени открыто 33 месторождения с суммарными запасами свободного газа свыше 16 трлн м³, объём перспективных и прогнозируемых ресурсов, по разным оценкам, находится в пределах 7–10 трлн м³. В приложении 1 на основании данных Госбаланса, Минприроды и ФГБУ «Росгеолфонд»

⁹⁴ Bogoyavlenny V. The Arctic and World Ocean: Current State, Prospects and Challenges of Hydrocarbon Resources Development // 21st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, June 2014: Responsibly energising a growing world: [Abstract book]. 2014.

представлена информация о состоянии запасов и ресурсов свободного газа Ямальской НГО в разрезе нефтегазоносных районов (НГР).

Степень промышленной разведанности запасов природного газа Ямальской НГО достаточно высока⁹⁵, коэффициент разведанности по всей НГО (суша) достигает 0,75, что говорит о том, что нефтегазаносность данной НГО установлена и достаточно плотно изучена. Как показывает анализ (приложение 1), промышленная газаносность установлена во всех нефтегазоносных районах Ямальской НГО, за исключением потенциального НГР (ПНГР) Щучьинский, который также входит в состав Ямальской НГО. В пределах Ямальской НГО наиболее перспективными являются Тамбейский и Нурминский НГР, на их долю приходится 85 % разведанных запасов природного газа, при этом в последние годы были пересмотрены объёмы извлекаемых запасов в сторону увеличения по Тамбейской группе месторождений и Харасавэйскому и Крузенштерновскому месторождениям. Именно на данных НГР было сформировано два основных центра газонакопления — Бованенковский и Тамбейский кластер.

Изученность Южно-Ямальского НГР в отношении природного газа неравномерна. Южно-Ямальский НГР считается преимущественно нефтеносным. Так, в 1964 г. было открыто НКГМ Новопортовское, которое является крупнейшим на полуострове Ямал с извлекаемыми запасами нефти и конденсата более 250 млн т, природного газа — 320 млрд м³. Среди районов Ямальской НГО доля доказанных запасов и прогнозных ресурсов природного газа на территории Южно-Ямальского НГР не превышает 7 % от общего объёма, в отличие от акватории данного нефтегазоносного района, где ООО «Газпром добыча Ямбург» ведёт разработку месторождения ГМ Каменномыское-море, открытого в 2000 г. и отнесённого к категории уникальных с доказанными запасами 555 млрд м³.

Наименее изученным на данный момент является Малыгинский НГР, где степень разведанности не превышает 30 %. Здесь активно ведётся геолого-геофизическая разведка неокомских и юрских залежей. Помимо этого, в 2018 г. на Северо-Обском участке недр, в северной части акватории Обской губы, ООО «Арктик СПГ-3» открыло новое ГК месторождение, отнесённое к категории крупных с доказанными запасами свыше 320 млрд м³.

Анализ по видам залежей месторождений позволяет оценить характер и степень перспективности промышленного освоения данной нефтегазоносной области. По оценкам экспертов, на Ямале ключевым доминант-комплексом выступают альб-сеноманский и аптский. «Природный газ, сосредоточенный апт-альб-сеноманских пластах залегает на глубине 700–1500 метров. Это сухой (энергетический) природный газ»⁹⁶, в его составе преобладают углеводороды метанового ряда. Основная особенность заключается в том, что природный газ из данных пластов используется без предварительной переработки. На рис. 25 представлен характер продуктивности Ямальской НГО по месторождениям распределённого фонда.

Наиболее крупные скопления в апт-альб-сеноманских пластах выявлены в Тамбейском и Нурминском НГР. Что касается перспективных и прогнозных ресурсов, то, по данным экспертов, большая часть (свыше 50 %) природного газа сосредоточена в юрских и доюрских залежах. По оценкам специалистов ПАО

⁹⁵ Щеголькова А. А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Ямальской нефтегазоносной области. 2021. № 45. С. 61–74.

⁹⁶ Там же.

«Газпром», ресурсы юрских отложений северо-западной части ЗСНГП составляют 10–40 млрд т у. т. В юрских пластах природный газ залегает на глубине 3400–4000 м «...в зоне аномально высокого пластового давления»⁹⁷. Бурение подобного рода скважин, помимо высоких капитальных затрат, предполагает разработку уникального комплекса современных инженерно-геологических изысканий и технологических решений.

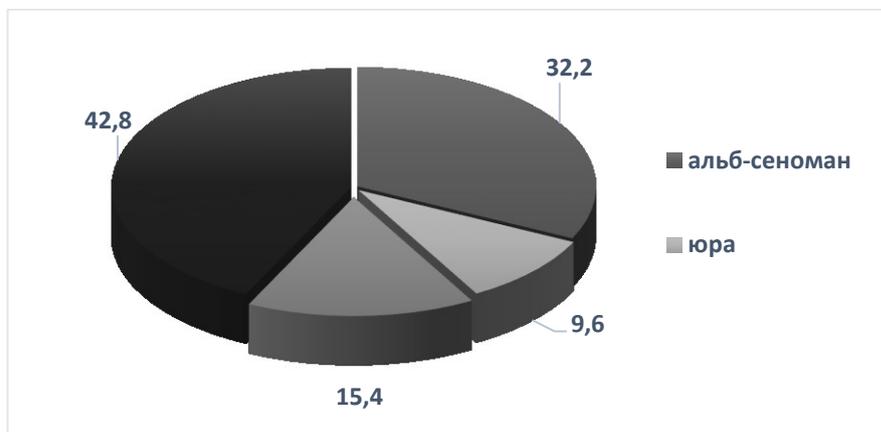


Рис. 25. Залежи природного газа месторождений Ямальской НГО (составлено автором)

Оценка газового потенциала Гыданской НГО

Непосредственно осуществление ГРП на Гыданском полуострове началось в начале 1970-х гг. В районе Гыданской НГО, на побережье Обской губы, в 1975 г. было открыто первое месторождение — НГКМ Геофизическое, в 1978 г. — ГМ Гыданское и ГМ Антипаютинское.

Гыданская НГО является областью преимущественного газонакопления. Широкомасштабное освоение данных территорий началось в начале XXI в. В пределах Гыданской НГО, включая прилегающую акваторию Обской и Тазовской губ, к настоящему времени открыто 16 месторождений с суммарными запасами свободного газа 2234,0 млрд м³, объём перспективных и прогнозируемых ресурсов находится в пределах 8 трлн м³. В табл. 9 на основании данных Госбаланса, Минприроды и ФГБУ «Росгеолфонд» представлена информация о состоянии запасов и ресурсов свободного газа Гыданской НГО в разрезе нефтегазоносных регионов (НГР).

Зона Гыданской НГО характеризуется неравномерностью распределения ресурсов свободного газа как по разрезу, так и по площади. Степень промышленной разведанности запасов природного газа всей Гыданской НГО невысока, коэффициент разведанности — 0,22. Основная причина кроется в том, что на сегодняшний день ГРП имеют преимущественно локальный характер, концентрируются в границах лицензионных участков нефтегазовых компаний на конкретных нефтегазоперспективных объектах и месторождениях.

⁹⁷ Конторович В. А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нежнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря. 2020. Т. 61, № 12. С. 1735–1755.

Оценка запасов и ресурсов свободного газа Гыданской НГО

Месторождение	Свободный газ, млрд м ³		Степень освоения	Недропользователь
	запасы ABC ₁ +C ₂	ресурсы D ₀ +D _{1л} +D ₂		
Северо-Гыданский ПНГР				
В Северо-Гыданском ПНГР ведётся разведочное бурение	–	1244,3	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
Итого по Северо-Гыданскому ПНГР	-	1244,3		
Гыданский НГР				
ГМ Гыданское	116,1	528,6	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
Итого по Гыданскому НГР	116,1	528,6		
Напалковский НГР				
НГКМ Геофизическое (суша/шельф)	413,0	100,0	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
ГКМ Солетско-Ханавейское	154,7	2028,3	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
ГМ Трехбугорное	6,0	1027,0	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
ГКМ Восточно-Бугорное	< 10	н/д	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
ГКМ имени В.И. Гири (включая весь Бухаринский участок)	52,0	1190,0	Разведываемое	«Арктик СПГ 1»
Итого по Напалковскому НГР	631,7	4345,3		
Мессовский НГР				
ГМ Восточно-Минховское, ГМ Минховское	210,0	330,0	Разведываемое	НК «Роснефть»
ГМ Тота-Яхинское (суша/шельф)	1,6	426,4	Разведываемое	«Газпром»

Месторождение	Свободный газ, млрд м ³		Степень освоения	Недропользователь
	запасы ABC ₁ +C ₂	ресурсы D ₀ +D _{1л} +D ₂		
Мессовский НГР				
ГМ Семаковское (суша/шельф)	320,5	30,0	Разрабатываемое	ООО «РусГазАльянс» (СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча»)
НГКМ Парусовое, НГКМ Северо-Парусовое, НГКМ Южно-Парусовое	> 100,0	208,7	Разведываемое	ООО «РусГазАльянс» (СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча») Д/НП по Северо-Западному ФО, на континентальном шельфе и Мировом океане
ГКМ Северо-Каменномыское (шельф)	432,0	–	Разрабатываемое	ООО «Газпром добыча Ямбург»
ГМ Антипаютинское (суша/шельф)	340,4	800,0	Разрабатываемое	ПАО «Газпром»
ГКМ Чугорьяхинское (шельф)	81,7	–	Разрабатываемое	ООО «Газпром добыча Ямбург»
Итого по Мессовскому НГР	1486,2	1795,1		
Всего по Гыданской НГО	2234,0	7913,3		

Примечание. Составлено автором.

Гыданская НГО относится к категории наиболее малоизученных ЗСНГП, её освоение неоднократно откладывалось по ряду причин: высокая степень труднодоступности⁹⁸, полное отсутствие инфраструктуры (промышленной и социальной), экологическая составляющая, выражаемая в слабой восприимчивости окружающей среды к техногенным нагрузкам, что может привести к длительному периоду её самовосстановления⁹⁹. Усугубляют проблему сложные природно-климатические условия¹⁰⁰: наличие многолетних мёрзлых горных пород, распространение вечномёрзлых, засоленных и пучинистых грунтов, термокарстовых и термоэрозионных процессов, высокая степень заболоченности, мощные толщи подземных монолитных льдов на низинах, которые достигают 300–400 м.

Промышленная газоносность Гыданской НГО установлена в трёх НГР: Гыданском, Напалковском и Мессовском. Наибольшая степень разведанности зафиксирована в южной части Гыданского полуострова, а также в акватории Обской, Гыданской и Тазовской губ: коэффициент разведанности достигает 0,45.

Структура запасов данной НГО достаточно сложная и неравнозначная как по глубине залегания и характеру продуктивности, так и по причине удалённости от Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России, районов с развитой социальной и транспортной инфраструктурой. Подавляющая часть промышленных залежей природного газа Гыданской НГО сконцентрирована в апт-альб-сеноманских пластах и неокомских (валанжинских) отложениях. В отличие от Ямальской, запасы природного газа в сеноманском резервуаре Гыданской НГО не столь значительны. Наилучшим потенциалом, согласно оценкам экспертов, обладают аптские резервуары, которые содержат значительнее запасы природного газа¹⁰¹. Перспективы газоносности Гыданской НГО связывают с отложениями резервуара юрского нефтегазоносного комплекса.

Оценка газового потенциала арктического шельфа

Большая часть углеводородного потенциала приходится на шельф Арктики, в то же время степень изученности данного стратегически значимого региона остаётся крайне низкой, причём не только на территории России, но и в других приарктических странах. По данным экспертов, объём неразведанных нефтегазовых

⁹⁸ Kontorovich A. E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2015. Vol. 85, No. 3. P. 213–222. DOI:10.1134/S1019331615030120.

⁹⁹ Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation / S. A. Agarkov [et al.] // J. Environmental Management and Tourism. 2018. Vol. 9, No. 3 (27). P. 605–623. DOI:10.14505/jemt.v9.3(27).21. EDN: YBJYX.

¹⁰⁰ Атлас Ямало-Ненецкого автономного округа [карты] / под ред. С. И. Ларина. Омск: Омская картографическая фабрика, 2004. 304 с.; Sustainable mining, local communities and environmental regulation / KT. Kokko [et al.] // Barents Studies: Peoples, Economies and Politics. 2015. Vol. 2 (4), No. 1. P. 51–81. URL: <https://lauda.ulapland.fi/handle/10024/62260> (accessed 21.02.2023).

¹⁰¹ Торопова Т. Н., Конторович В. А. История тектонического развития и нефтегазоносность центральной части полуострова Гыданский (Север-Восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 3. DOI:10.17353/2070-5379/28_2019. EDN: ASTMHF; Конторович В. А., Торопова Т. Н., Щербаненко В. М. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Гыданской нефтегазоносной области (Подпимская региональная клиноформа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2022. Т. 17, № 4. DOI:10.17353/2070-5379/37_2022. EDN: UQAPHO.

ресурсов АЗРФ составляет свыше 90 % на арктическом шельфе и порядка 50 % на суше. Но, несмотря на эти ограничения, разведанные запасы на шельфе Арктики, по данным Минприроды РФ, на 1 января 2016 г. составляют 585 млн т нефти и 10,4 трлн м³ газа (по категориям А + В + С₁ + С₂).

Шельфовая часть Арктики является преимущественно газоносной. Доля газовых ресурсов в общем объеме углеводородного потенциала¹⁰² — порядка 90 %. В приложении 2 представлена оценка запасов свободного газа Западно-Арктического шельфа, на основе данных госбаланса запасов полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию, ПАО «Газпром», ПАО «НК Роснефть». Проведенная оценка потенциальных запасов природного газа Западно-Арктического шельфа свидетельствует о низком уровне разведанности ресурсной базы. Объем ресурсов природного газа по категории D₀ + D_{1л} + D₂ составляют: шельф Баренцева и Печорского морей — 28324,5 млрд м³, шельф Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губу, — 47542,7 млрд м³. Степень разведанности с учётом вновь открытых месторождений шельфа Карского моря — 12,4 %, при этом наибольшая степень разведанности¹⁰³ относится к Ямальской и Надым-Пурской НГО — свыше 20 %.

Большая часть выявленных месторождений отнесена к уникальным и крупным. Однако открытые месторождения нуждаются в доразведке по причине низкой степени изученности. Наилучший показатель разведанности газовых запасов — свыше 80 %, зафиксирован на месторождениях Баренцева и Печорского морей. Наибольшая газоносность прогнозируется на шельфе Карского моря — порядка 63 % (рис. 26).

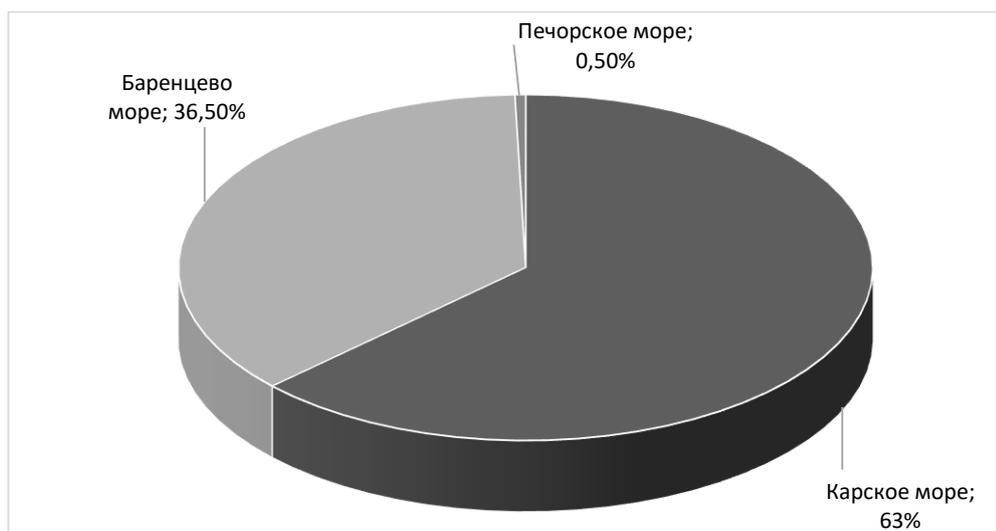


Рис. 26. Структура газоносности Западно-Арктического шельфа (составлено автором)

¹⁰² Скоробогатов В. А., Кабалин М. Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // *Neftegaz.RU*. 2019. № 11 (95). С. 36–51.

¹⁰³ Щеголькова А. А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Арктического шельфа Российской Федерации. 2022. № 49. С. 86–104.

В Карско-Ямальском регионе зафиксированы значительные промышленные месторождения углеводородов в обширном стратиграфическом диапазоне — от области контакта фундамента с платформенным (осадочным) чехлом по сеноманские залежи включительно. Основные запасы углеводородов (в основном газа и газоконденсата) Ямальской НГО (суша) отмечены в альб-сеноманском и апт-альбском продуктивных комплексах¹⁰⁴. Основная доля в структуре запасов природного газа принадлежит к сеноманским и нижнемеловым отложениям, которые характеризуются как легкоизвлекаемые залежи с относительно небольшой глубиной залегания — 1000–1700 м и представляют собой главным образом скопления метана.

Суммарные запасы и ресурсы всех месторождений Ямальской НГО с учётом Приямальского шельфа составляют:

- запасы газа разведанные и предварительно оценённые ($A + B + C_1 + C_2$) — порядка 16 трлн м³;
- перспективные и прогнозные (C_3-D_3) — около 22 трлн м³;
- конденсат извлекаемый ($A + B + C_1$) — более 226 млн т;
- нефть — 292 млн т.

Как показала оценка пространственного распределения газовых ресурсов в АЗРФ, наименее изученной, но в то же время перспективной с точки зрения открытия крупных месторождений природного газа является северная и северо-западная часть ЗСНПП, к которой относится Ямальская и Гыданская НГО, включая прилегающую акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ. Именно с данными НГО на фоне падающей добычи в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО по всем основным параметрам (количество открытых месторождений, разведанных запасов углеводородов, диапазону продуктивности и др.) связывают основные перспективы роста ресурсной базы природного газа.

В ближайшей перспективе стратегия воспроизводства газового потенциала АЗРФ будет направлена на проведение поисково-разведочных работ с целью перевода прогнозных ресурсов материковых и прибрежных месторождений в промышленные запасы природного газа. В этом случае геологические, технологические и экологические риски освоения нефтегазового потенциала будут минимальны по сравнению с арктическим шельфом и к 2040 г. прирост по категории $B + C_1$ всеми компаниями-операторами в целом по Ямальской, Гыданской (суша и прибрежные месторождения) и Южно-Карской НГО (шельф) прогнозируются в 17,5–18 трлн м³.

3.2. Стратегические перспективы освоения газовых ресурсов российской Арктики

Зональное освоения ресурсов природного газа Ямальской и Гыданской НГО

Осуществление в Ямальской и Гыданской НГО стратегических задач газовой отрасли, закреплённых в Генеральной схеме развития газовой отрасли и Долгосрочной программе развития СПГ в России, позволяет выделить две зоны освоения ресурсов природного газа исходя из вариантов их монетизации:

¹⁰⁴ Kontorovich A. E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic. 2015. Vol. 85, No. 3. P. 213–222.

1. *Зона трубопроводного транспорта.* Является зоной ответственности ПАО «Газпром», АО «РусГазДобыча» и их совместного предприятия. Она представлена: в Ямальской НГО северо-западным и юго-восточным побережьем и южной частью Ямала; в Гыданской НГО северной частью полуострова Тазовский, а также приямальского шельфа, акватории Обской и Тазовской губ.

2. *Зона сжиженного природного газа.* Является зоной ответственности ПАО «Новатэк» и его дочерних компаний. СПГ-кластер расположен: в Ямальской НГО, в восточной и северо-восточной части полуострова Ямал и северной части акватории Обской губы; в Гыданской НГО на севере полуострова Гыдан включая его побережье с выходом под акваторию Обской и Гыданской губ.

Анализ распределения месторождений Ямальской и Гыданской НГО с учётом их горно-геологических характеристик¹⁰⁵, оценки природно-климатических условий, экологической составляющей и наличия/отсутствия промышленной и социальной инфраструктуры позволяет дифференцировать месторождения (распределённый фонд недр) по степени их перспективности, выделить предполагаемые очереди реализации проекта по освоению углеводородных ресурсов. В приложении 3 на основании данных ПАО «Газпром» представлена оценка перспективности освоения и монетизации ресурсов природного газа, находящихся в зоне трубопроводного транспорта.

Успешная реализация проекта сопряжена в первую очередь с уникальностью каждого месторождения углеводородов. Наиболее рентабельными считаются только гигантские и уникальные по величине месторождения, где сосредоточено более 90 % начальных запасов природного газа. Как показал анализ, первая очередь реализации проектов зоны трубопроводного транспорта (2023–2025 гг.) относится к месторождениям с высоким уровнем продуктивности, где основным доминант-комплексом по ресурсам свободного газа выступают альб-сеноманский и аптский¹⁰⁶.

Транспортировка природного газа с арктических месторождений Ямальской и Гыданской НГО осуществляется в двух направлениях¹⁰⁷.

- по северному коридору с месторождений Бованенковский промышленной группы. Представлен магистральным трубопроводом Бованенково — Ухта — Торжок 1, 2, 3 (построенные в 2012–2023 гг.);

- по центральному коридору с месторождений Южной промышленной группы, Семаковского и Прибрежного кластеров. Представлен МГП «Прогресс» (экспортный) Ямбург — западная граница, системами МГП: Ямбург — Тула I, II; Ямбург — Елец I, II; Ямбург — Поволжье (построены в 1980-х — начало 1990-х гг.).

СПГ-кластер выделен в соответствии с проектами по строительству заводов СПГ ПАО «Новатэк», а также с долгосрочной программой развития СПГ в РФ.

¹⁰⁵ Люгай Д. В., Соин Д. А., Скоробогатко А. Н. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря // Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). С. 29–35.

¹⁰⁶ Bogoyavlenny V. The Arctic and World Ocean: Current State, Prospects and Challenges of Hydrocarbon Resources. 2014.

¹⁰⁷ Щеголькова А. А. Пространственная организация Арктической газотранспортной системы // Региональные проблемы преобразования экономики. 2022. № 10 (144). С. 11–18. DOI:10.26726/1812-7096-2022-10-11-18. EDN: KXZENC.

Организация производства и транспортировки СПГ позволяет дифференцировать направления поставок, преодолевая санкционные рестрикции в отношении трубопроводного газа¹⁰⁸, и является инструментом экономического освоения регионального пространства, направлена на формирование устойчивой модели развития АЗРФ¹⁰⁹. В табл. 10 представлена оценка перспективности освоения и монетизации ресурсов природного газа, находящихся в зоне СПГ.

Следует отметить также, что основу углеводородного потенциала месторождений, включённых в первую очередь реализации проектов как зоны освоения и монетизации газовых ресурсов посредством трубопроводного транспорта и СПГ, составляют месторождения, которые приурочены к крупным тектоническим элементам, а именно ко всем положительным замкнутым структурам 2-го и 3-го порядков:

- Нурминский мезовал — Бованенковское НГКМ, Западно-Сеяхинское ГМК, Верхнетиутейское, Северо-Бованенковское и Восточно-Бованенковское ГМ;
- Южно-Ямальский вал — Новопортовское НГКМ и Мало-Ямальское ГМК;
- Харасавэйское куполовидное поднятие — Харасавэйское ГМК;
- Малыгинский вал — Малыгинское ГМК;
- Южно-Тамбейское куполовидное мезоподнятие — Южно-Тамбейское ГМК;
- Северо-Тамбейский мезовал — Западно-Тамбейское НГКМ, Северо-Тамбейское и Тасийское ГМК;
- Бованенковско-Арктический крупный вал — Нейтинское и Арктическое НГК.

Для структурно-пониженных зон характерны одно-трёхзалежные небольшие и средние по величине месторождения с залежами углеводородов в сеномане и неокOME¹¹⁰. Так, к структурам на восточном погружении Нурминского мезовала (Сеяхинская структурная терраса) приурочены месторождения: Верхнетиутейское, Северо- и Восточно-Бованенковское ГМ, Западно-Сеяхинское ГМК; к северу и востоку от Южно-Ямальского вала — Ростовцевское, Нурминское и Среднеямальское НГКМ, Хамбате́йское ГМК, Каменномысское (суша) ГМ и др. Очевидно, что тип газоносности разреза отдельных перспективных площадей прежде всего зависит от их тектонической приуроченности¹¹¹.

Помимо вышеуказанных зон освоения ресурсов природного газа, можно выделить третью зону (табл. 11), куда вошли перспективные месторождения Тамбейской и Минховской промышленных групп с неопределённой схемой транспортировки газовых ресурсов.

¹⁰⁸ Козьменко С. Ю., МаслОбоев В. А., МатвиИшин Д. А. Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ. С. 554–560.

¹⁰⁹ Тенденции экономического развития Российской Арктики // Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики: 2 ч. Ч. I / под науч. ред. д-ра экон. наук С. А. Агаркова [и др.]. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра, 2019. 170 с.

¹¹⁰ Kontorovich A. E. Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic. P. 213–222.

¹¹¹ Люгай Д. В., Соин Д. А., Скоробогатько А. Н. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря. 2017. № 3 (31). С. 29–35.

Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов зоны СПГ

Месторождение	Описание проекта	Транспортировка СПГ
Ресурсная база проекта Ямал СПГ, ПАО «Новатэк» (2017 г.)		
<p><i>Полуостров Ямал, северо-восточное побережье, с выходом под акваторию Обской губы.</i> ГКМ Южно-Тамбейское (A + B₁ + C₁) + (B₂ + C₂) — 953,9 + 332,9 млрд м³ Альб-сеноман — 27,9 %, апт — 47,1 %, валанжин (неоком) — 17,8 %, юра — 7,2 %</p>	<p>Разработка ГКМ осуществляется посредством эксплуатации 208 наклонно-направленных скважин. Разработана технология сжижения «Арктический каскад», в основе которой заложено использование арктического климата. Четыре технологические линии по производству СПГ ПМ — 17,4 млн т (24 млрд м³)/год, фактически в 2022 г. — 21 млн т (29 млрд м³). Транспортно-инфраструктурные объекты: аэропорт Сабетта; терминал (порт) Сабетта</p>	<p>Сформирован флот из 15 танкеров ледового класса Arc7</p>
Ресурсная база проекта Арктик СПГ-2, ПАО «Новатэк» (2023 г. (1-я линия), 2024 и 2026 гг.)		
<p><i>Северная часть полуострова Гыдан, частично на восточном берегу Обской губы с выходом под акваторию.</i> НГКМ Салмановское (Утреннее) (суша/шельф) (A + B₁ + C₁) + (B₂ + C₂) — 681,0 + 901,0 млрд м³</p> <p><i>Северная часть полуострова Гыдан, с выходом под акваторию сочленения Обской и Гыданской губ.</i> ГМ Штормовое (суша/шельф) (A + B₁ + C₁) + (B₂ + C₂) — 1,9 + 6,1 млрд м³</p>	<p>Завод СПГ на основаниях гравитационного типа (ОГТ). Три технологические линии по производству СПГ ПМ: СПГ — 19,8 млн т (27,3 млрд м³)/год; ГК — 1,6 млн т/год. Строительство транспортно-инфраструктурных объектов: аэропорт Утренний; терминал (порт) Утренний</p>	<p>Формируется флот из 21 танкера ледового класса Arc7: ССК «Звезда» – 15; Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) — 6 (после разрыва контракта в 2022 г. произошла смена контрагента). Сроки сдачи танкеров синхронизированы с запуском линий</p>

Месторождение	Описание проекта	Транспортировка СПГ
Ресурсная база проекта Обский ГХК и СПГ, ПАО «Новатэк» (возможно, после 2024 г., в сентябре 2022 г. объявлено о его приостановке)		
<p><i>Восточная часть полуострова Ямал.</i> ГМ Верхнетиутейское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 110,7 млрд м³. Альб-сеноман-100 %.</p> <p>ГКМ Западно-Сеяхинское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 95,7+103,5 млрд м³. Альб-сеноман — 31,3 %, апт — 30,6 %, валанжин (неоком) — 38,1 %.</p> <p>НГКМ Арктическое $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 276,2 + 39,3 млрд м³. Альб-сеноман — 68,75 %, апт — 18,75 %, валанжин (неоком) — 12,5%.</p> <p>НГКМ Нейтинское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 60,3 + 37,1 млрд м³. Альб-сеноман — 31,25 %, апт — 50,0 %, валанжин (неоком) — 18,75%</p>	<p>Ведутся проектные изыскания. Завод по производству СПГ: в июне 2022 г. принято решение о применении технологии сжижения «Арктический каскад», три технологические линии по производству СПГ ПМ 4,8 млн т (6,6 млрд м³)/год. Завод ГХК: производство из СПГ — 2,2 млн т аммиака, 130 тыс. т водорода</p>	<p>Ожидается принятие инвестиционного решения</p>

Месторождение	Описание проекта	Транспортировка СПГ
Ресурсная база Арктик СПГ 1 (возможно, после 2027 г.)		
<p><i>Север полуострова Гыдан.</i> ГМ Гыданское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) — 116,1$ млрд м³. ГКМ Солетско-Ханавейское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) — 154,7$ млрд м³. ГКМ Восточно-Бугорное $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) — 10$ млрд м³. ГКМ им.В.И. Гири (Бухаринский участок недр) $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) — 52$ млрд м³</p>	<p>Ведутся ГРР и доразведка месторождений. Арктик СПГ 1 будет реализован по проекту Арктик СПГ 2. Проект включает: три технологические линии по производству СПГ ПМ: СПГ — 19,8 млн т (27,3 млрд м³)/год; ГК — 1,6 млн т/год; грузовой терминал в Тазовском районе в зоне ответственности Арктик СПГ 1</p>	<p>Ожидается принятие инвестиционного решения по проекту Арктик СПГ 1 в конце 2023 г. Контрагенты и инвесторы для строительства танкеров проекта Арктик СПГ 1 не определены</p>
Ресурсная база проекта Арктик СПГ 3, ПАО «Новатэк» (идёт изучение ресурсной базы)		
<p><i>Северная часть акватории Обской губы.</i> ГКМ Северо-Обское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2) — 320$ млрд м³</p>	<p>Ведётся разведочное бурение. Параметры производства и технология СПГ не утверждены. Предполагаемая ПМ — 19,8 млн т (27,3 млрд м³)/год СПГ</p>	<p>Параметры танкерного флота для проекта Арктик СПГ-3 не определены</p>

Примечание. Составлено автором на основе данных ПАО «Новатэк».

Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов Тамбейской и Минховской промышленных групп

Месторождение	Описание проекта	Транспортировка СПГ
Тамбейская промышленная группа, проекты СП ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (7,3 трлн м ³), 2026 г.		
<p><i>Полуостров Ямал, северо-восточное побережье.</i> НГКМ Тамбейское (Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское, Малыгинское). Ресурсная база КПЭГ в Усть-Луге. $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 1490,4 + 410,3 млрд м³. Альб-сеноман — 30,8 %, апт — 41,5 %</p>	<p>Ведутся ГРП и доразведка месторождений с применением метода наклонно-направленного бурения. Разработка ТЭО вертикально интегрированного проекта по добыче, транспортировке и переработке ПГ</p>	<p>Рассматривается несколько вариантов транспортировки: 1) ГП-подключение УКПГ НГКМ Тамбейское — УКПГ ГКМ Крузенштернское — УКПГ НГКМ Бованенковское, далее по северному коридору Арктической ГТС; 2) строительство СПГ завода</p>
Минховский кластер, проект ПАО «НК Роснефть» (идёт изучение ресурсной базы)		
<p><i>Полуостров Гыдан, южное побережье.</i> ГМ Восточно-Минховское, ГМ Минховское $(A + B_1 + C_1) + (B_2 + C_2)$ — 210 млрд м³</p>	<p>Ведутся ГРП и доразведка ГМ с применением метода общей глубиной точки, уточнён объём запасов. При освоении ГМ применена технология с применением струйных насосов (Jet Pump), используемая ранее для нефтяных объектов. Подготовлены перспективные объекты, в том числе не учтённые на госбалансе УС РФ</p>	<p>Рассматривается несколько вариантов транспортировки: 1) поставка газа в ГТС ПАО «Газпром» на основе создания СП Роснефти и Газпромнефти с использованием инфраструктуры НГКМ Восточно-Мессояхское; 2) строительство СПГ-завода</p>

Примечание. Составлено автором.

Тамбейская промышленная группа является зоной ответственности совместного предприятия СП ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча». Месторождения данной группы представляют собой ресурсную базу комплекса по переработке этансодержащего газа (КПЭГ) в Усть-Луге, однако схема транспортировки на данный момент не утверждена, как и для Минховского промышленного кластера, который находится в зоне ответственности ПАО «НК Роснефть», где рассматривается несколько вариантов монетизации газовых ресурсов: поставка газа в ГТС ПАО «Газпром» на основе создания СП «Роснефти» и «Газпромнефти» с использованием инфраструктуры НГКМ Восточно-Мессояхское, строительство СПГ-завода.

Анализ факторов, сдерживающих развитие шельфовых проектов

Ввод в разработку новых месторождений углеводородов требует решения комплексной наукоёмкой технической проблемы и, как следствие, значительных объёмов инвестиций. Принятие решения о разработке новых месторождений в условиях значительной неопределённости является, по существу, крупнейшей стратегической задачей, требующей учёта всех (технических, организационных и инвестиционных) составляющих. В этих условиях газовые проекты на шельфовых месторождениях Арктики для их практического продвижения и введения в промышленную эксплуатацию должны быть представлены для инвесторов более привлекательными эксплуатационными, технологическими и экономическими показателями, чем альтернативные проекты на суше¹¹².

На российском арктическом шельфе на данный момент реализуется единственный нефтегазовый проект — морская ледостойкая стационарная платформа на месторождении Приразломное. Промышленное освоение данного месторождения началось в конце 2013 г., что потребовало разработки и последующей реализации уникального комплекса современных инженерно-геологических изысканий и технических решений с учётом экстремальных природно-климатических условий и дрейфующих ледовых полей.

В рамках проекта «Приразломное» осуществляется реализация всех технико-технологических операций: эксплуатационное бурение скважин с применением вертикальных и горизонтальных методов (нефть “Arctic Oil” — ARCO); добыча и подготовка нефти к отгрузке; отгрузка нефти на танкер посредством комплекса устройств прямой отгрузки (КУПОН); выработка тепла и электроэнергии. Сроки реализации других шельфовых проектов, включая Штокмановское газоконденсатное месторождение, не определены. Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования.

Выделяют ряд факторов, определяющие возможность дальнейшего освоения, доразведки и разработки шельфовых арктических месторождений на современном этапе (рис. 27).

Геолого-геофизический фактор. Уровень изученности недр арктического шельфа невысокий, особенно посредством бурения, однако в последние годы возрос объём ГРП ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» посредством сейсморазведки

¹¹² Щеголькова А. А. Пространственная организация освоения газовых ресурсов Арктического шельфа Российской Федерации. С. 86–104.

(МОГТ-2D и 3D)¹¹³. Наибольшая степень разведанности углеводородных месторождений — Приамальский шельф, а также акватории Обской и Тазовской губ. Геолого-геофизическая и буровая изученность арктического шельфа снижается с запада на восток. На данный момент выявлено 28 газовых и газоконденсатных месторождений (приложение 2), как непосредственно шельфовых, так и пограничных, типа суша-море. Действующая классификация относит большинство из них к уникальным и крупным. На данный момент собственно морское месторождение, находящееся непосредственно в разработке, — НГКМ Юрхаровское, где добыча ведётся посредством горизонтальных скважин с берега.



Рис. 27. Факторы, влияющие на принятие решения о возможности дальнейшего освоения, доразведки и разработки шельфовых месторождений (составлено автором)

Технологический фактор. Вовлечение в промышленный оборот углеводородных ресурсов Западной Арктики возможно при условии решения технологических, инновационных и инфраструктурных задач в сфере геологоразведки, что на данный момент затруднено по причине технико-технологического отставания нефтегазовой промышленности в РФ, в первую очередь это относится к формированию системы геологоразведочных работ, бурения и добычи углеводородов. Одним из факторов, ограничивающих доступ к углеводородным ресурсам, также являются ледовые условия: сжатие и интенсивный дрейф льдов, их вторжение в район добычи, ранее

¹¹³ Вяхирев Р. И. Российская газовая энциклопедия. М., 2004. 527 с.

ледообразование и проч., что требует обеспечения гидрометеорологической безопасности в районе освоения и разработки месторождений углеводородов. Помимо прочего, тяжёлые гидрометеорологические условия, сложная ледовая обстановка и глубина моря свыше 50 м сокращают инструментарий технико-технологических решений, что ограничивает проведение геологоразведочных работ и затрудняет дальнейшее освоение шельфовых углеводородных месторождений в Арктике.

В современной практике нефтегазодобычи отсутствует успешно апробированный арсенал технико-технологических методов решения проблемы промышленной добычи углеводородов на морской глубине свыше 50 м в сложных гидрометеорологических условиях и при тяжёлой ледовой обстановке. Российские учёные предлагают два возможных подхода для решения данной проблемы: 1) использование стационарных морских платформ; 2) строительство подводно-добычных комплексов¹¹⁴.

Для прибрежных углеводородных месторождений рассматриваются варианты осуществления работ по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования, примером служит НГКМ Юрхаровское, где добыча ведётся посредством горизонтальных скважин с берега. Отсутствие апробированных методов освоения углеводородов на сверхглубинах, при условии тяжёлой ледовой обстановки, не позволяет в полной мере оценить экономическую эффективность шельфовых газовых проектов в Арктике, определить уровень эксплуатационных и капитальных затрат, провести оценку геолого-экономических решений и анализ капиталоемкости.

Фактор транспортного и инфраструктурного обеспечения. Оценка экономической эффективности освоения месторождений газа на шельфе предполагает учёт транспортного и инфраструктурного обеспечения арктических нефтегазовых провинций. Состояние транспортно-логистической системы материковой части Арктики, а также отсутствие промышленной, сервисной и социальной инфраструктуры, необходимой для освоения углеводородных шельфовых объектов, является фактором, сдерживающим разработку новых месторождений и принятие стратегических решений по реализации нефтегазовых проектов, а также не в полной мере отвечает требованиям развития арктических территорий и национальной безопасности¹¹⁵.

В современной практике газодобычи существует несколько способов транспортно-логистического обеспечения морских нефтегазовых проектов, применяемых для прибрежных месторождений углеводородов¹¹⁶:

¹¹⁴ Вяхирев Р. И., Никитин Б. А., Мирзоев Д. А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. М.: Академия горных наук, 2001. 457 с. EDN: NJNSIL; Назаров В., Краснов О., Медведева Л. Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса // Энергетическая политика. 2021. № 7 (161). С. 70–85. DOI:10.46920/2409-5516_2021_7161_70. EDN: RHEXKI.

¹¹⁵ Экспертная оценка соотношения затрат при строительстве нефтяной транспортной инфраструктуры в Арктике / А. Г. Тутыгин [и др.] // Управленческое консультирование. 2018. № 12(120). С. 110–117.

¹¹⁶ Вяхирев Р. И., Никитин Б. А., Мирзоев Д. А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. 2001. 457 с.; Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А. Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа // Neftegaz.RU. 2017. № 1 (61). С. 32–41. EDN: XUVIGV.

- отгрузка углеводородов непосредственно с добывающих платформ на нефтяные танкеры (газовозы), по аналогии отгрузки нефти и газоконденсата с нефтяной платформы «Приразломная», сжижение природного газа с морской эксплуатационной или технологической платформы, которая расположена в непосредственной близости, с последующей отгрузкой;
- проведение глубокого бурения и освоение углеводородных месторождений с берега с использованием наземного бурового оборудования посредством горизонтальных скважин, по аналогии с НГКМ Юрхаровское;
- транспортировка углеводородов до береговых технологических комплексов с использованием трубопроводной системы, интеграция морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную (по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе);
- транспортировка природного газа с шельфовых месторождений по трубопроводу на берег с последующим сжижением и дальнейшая поставка СПГ с использованием танкеров (по примеру норвежского газового проекта на месторождении «Сневит» («Белоснежка») в Баренцевом море). Оператором данного проекта выступает компания Statoil. Добытый на месторождении Сневит газ и конденсат посредством управляемой с берега подводной добычной установки поступает по трубопроводу на завод по сжижению на полуостров Мелькёйя вблизи Хаммерфеста.

По причине труднодоступности районов, полного отсутствия транспортной, промышленной и социальной инфраструктуры введение в разработку новых шельфовых месторождений АЗРФ неоднократно откладывалось. В этой связи в основе разработки и реализации транспортно-логистических и инфраструктурных проектов, необходимых для эффективного освоения углеводородных месторождений арктического шельфа, лежит создание комплекса прибрежных технологических баз по обеспечению нефтегазовых проектов, включая сопутствующую нефтегазотранспортную инфраструктуру и вспомогательные производственные и социальные объекты, ориентированные на освоение и промышленную эксплуатацию конкретных шельфовых месторождений.

Фактор соответствия уровня профессиональных компетенций. Возможность дальнейшего освоения, доразведки и разработки шельфовых арктических месторождений в большой степени зависит также от уровня профессиональной компетенции персонала. На данный момент структура системы профессиональной подготовки кадров для работы на шельфовых арктических месторождениях представлена на недостаточном компетентностном уровне, в сравнении с подготовкой персонала для работы на месторождениях материковой части Арктики. Отмечается низкий уровень взаимодействия учреждений профподготовки с нефтегазодобывающими компаниями, недостаточность практико-ориентированных алгоритмов, применяемых при подготовке специалистов по технологиям LNG и при осуществлении подводных работ на шельфе в экстремальных условиях Арктики, а также иных компетенций, необходимых для профессиональной деятельности на месторождениях арктического шельфа.

Геополитический и экономический факторы. Последние события подтверждают тезис о том, что геополитические факторы являются определяющими в процессе эволюции современной архитектуры глобальной экономики. В настоящий момент геополитические и геоэкономические риски —

неотъемлемая часть деятельности российских нефтегазовых компаний, так как они влияют на структуру взаимоотношений в области геологоразведки, разработки месторождений, добычи углеводородного сырья, его переработки, хранения и транспортировки.

Анализ положений стратегических документов Соединённых Штатов Америки¹¹⁷ и её союзников по НАТО, в которых Арктика рассматривается как регион «растущей неопределённости»¹¹⁸ и стратегической конкуренции¹¹⁹, характер взаимоотношений между арктическими странами определён как «стратегическое соперничество» (strategic competition)¹²⁰ и где настоятельно отмечена необходимость «восстановления господства в Арктике»¹²¹ и достижения доминирования в условиях неопределённости и стратегической конкуренции¹²², позволяет констатировать, что в основе деятельности в Арктике стран блока НАТО и их сателлитов лежит противодействие российскому присутствию в арктическом регионе¹²³. В этой связи, чтобы ограничить деятельность России по экономическому освоению Арктики, страны НАТО и Евросоюза предпринимают действия по оспариванию правового статуса СМП, расширению военного присутствия блока НАТО в арктических широтах, в том числе за счёт вступления в военный альянс стран Арктического совета — Финляндии и Швеции, осуществляют беспрецедентное санкционное давление на российскую экономику в целом и на энергетические компании в частности.

Введение антироссийских секторальных санкций привело к отказу от участия иностранных нефтегазодобывающих и сервисных компаний в российских проектах на арктическом шельфе. При этом на сегодняшний день нефтегазовый сектор России уже был ограничен в своей деятельности по причине

¹¹⁷ USCG Arctic Strategic Outlook. 2019 / Department of Defense https://www.uscg.mil/Portals/0/Images/arctic/Arctic_Strategic_Outlook_APR_2019.pdf (accessed 21.05.2022).

¹¹⁸ Safeguarding U.S. National Interests in the Arctic and Antarctic Regions. Communications to Federal Agencies: Arctic and Antarctic regions, safeguarding U.S. national interests, memorandum / Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration. 2020. June 9. URL: <https://www.govinfo.gov/app/details/DCPD-202000434> (accessed 21.05.2022).

¹¹⁹ Department of Defense Arctic Strateg.2019 / Office of the Under Secretary of Defense for Policy as required by Section 1071 of the John S. McCain National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2019 (P.L. 115–232). URL: <https://media.defense.gov/2019/Jun/06/2002141657/-1/-1/1/2019-DOD-ARCTIC-STRATEGY.PDF> (accessed 21.05.2022).

¹²⁰ Strategic Outlook for the Arctic. 2019 / Chief of Naval Operations United States Navy. URL: <https://climateandsecurity.org/wp-content/uploads/2019/04/strategic-outlook-for-the-arctic-jan-2019.pdf> (accessed 21.05.2022).

¹²¹ Regaining Arctic Dominance. 2021 / Department of the Army. The U.S. Army in Arctic Headquarters. 2021. January 19. URL: <https://api.army.mil/e2/c/downloads/2021/03/15/9944046e/regaining-arctic-dominance-us-army-in-the-arctic-19-january-2021-unclassified.pdf> (accessed 21.05.2022).

¹²² Advantage at Sea Prevailing with Integrated All-Domain Naval Power / U.S. Navy, U.S. Marine Corps, U.S. Coast Guard. 2020. December 17. 29 p. URL: <https://news.usni.org/2020/12/17/u-s-maritime-strategy-advantage-at-sea> (accessed 21.05.2022).

¹²³ Щеголькова А. А. Экономика и политика «холодного противостояния» в новой Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 4 (74). С. 7–20.

зависимости от оборудования и нефтесервисных услуг стран, ставших недружественными. Цель санкционных рестрикций — воспрепятствовать деятельности России в освоении арктического шельфа, при этом западные страны перестали скрывать, что в основе данных мер лежит соперничество за рынки энергоресурсов.

Несмотря на рост цен на мировом рынке и увеличение дохода от поставок природного газа, наращивание добычи в условиях ограничения экспорта нерационально, прежде всего это касается освоения и доразведки шельфовых месторождений. Данные геополитические условия нужно учитывать при разработке стратегических программ развития газовых шельфовых проектов в Арктике.

Экологический фактор. В процессе расширения ресурсного и транспортного потенциала Арктики, освоения шельфовых и материковых месторождений экосистема арктического региона достаточно уязвима, а потому требует учёта экологических рисков, внимания к возможным чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера¹²⁴. При решении задачи пространственной организации освоения углеводородных ресурсов необходима своевременная оценка опасности воздействия и выявление зон, наиболее подверженных загрязнению, с целью эффективного разворачивания средств реагирования на экологические угрозы. Оценка инвестиционной привлекательности того или иного проекта освоения шельфовых или материковых месторождений углеводородов должна учитывать затраты на природоохранную деятельность в течение всех этапов ведения работ, на предотвращение экологических аварий и возмещение возможного ущерба. Шельф Арктики наиболее чувствителен к антропогенному воздействию, требует более длительного восстановления после вмешательства, что усугубляется отсутствием на современном этапе эффективных технологий, устраняющих аварийные ситуации при добыче углеводородов в тяжёлых условиях гидрометеорологической и ледовой обстановки.

Заявленный в стратегических документах уровень добычи природного газа к 2035 г. на уровне 838,3–1048 млрд м³ в год в условиях геополитической конфронтации и беспрецедентного санкционного давления требует принятия стратегически выверенных решений по освоению вновь открытых месторождений природного газа и разработки газовых бизнес-проектов. Исходя из горно-геологических характеристик месторождений, природно-климатических условий, экологической безопасности, наличия промышленной и социальной инфраструктуры, а также с учётом сложившейся экономической конъюнктуры освоения арктических запасов природного газа, наиболее обоснованным и перспективным на данный момент времени видится расширение ресурсной базы за счёт освоения в Ямальской и Гыданской НГО месторождений-спутников и ряда прибрежных месторождений, уже имеющих развитую добывающую, перерабатывающую, транспортную и социальную инфраструктуру, а также за счёт доразведки открытых и разрабатываемых месторождений и залежей.

Исходя из технологии разработки месторождений, схемы переработки и транспортировки при оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов выделяется зона трубопроводного транспорта и зона СПГ. Зона трубопроводного транспорта Ямальской и Гыданской НГО представлена

¹²⁴ Sustainable mining, local communities and environmental regulation / К. Т. Kokko [et al.]. 2015. Vol. 2 (4), No. 1. P. 51–81.

газовыми кластерами, находящимися в сфере функционирования северного и центрального коридоров Арктической газотранспортной системы (ГТС). При выстраивании оптимальной схемы монетизации природного газа посредством Арктической ГТС перспективным является подключение вновь открытых скважин и месторождений Ямальской и Гыданской НГО к ЕСГ при помощи промысловых трубопроводов. Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования посредством ERD-скважины с последующей транспортировкой углеводородов до береговых технологических комплексов с использованием трубопроводной системы, интеграции морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную, по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе.

Зона СПГ представлена месторождениями, являющимися ресурсной базой как реализуемых, так и потенциальных проектов СПГ ПАО «Новатэк», находящихся в районе высокой степени труднодоступности — северо-восточное и восточное побережье полуострова Ямал и север полуострова Гыдан, включая акваторию. Оптимальными при проектировании СПГ-проектов в АЗРФ будут являться проверенные технологии производства сжиженного газа: «Арктический каскад», в основе которой заложено использование особенностей арктического климата, отечественные технологии и оборудование (Ямал СПГ), а также производство линий сжижения на основаниях гравитационного типа (Арктик СПГ 2) при условии синхронизации со строительством танкеров ледового класса Arc7.

Отсутствие на современном этапе апробированных технологических решений освоения углеводородов в суровых условиях арктического шельфа, а также эффективных методов ликвидации экологических последствий возможных аварий при добыче нефти и газа сдерживает разработку и освоение шельфовых месторождений, а значит, не даёт возможности в полной мере оценить уровень воспроизводства газовых ресурсов.

Исходя из сказанного выше, в рамках ресурсной базы арктических шельфовых месторождений необходимо выделять вероятностный потенциал углеводородных ресурсов арктического региона, то есть объём, который возможно освоить лишь при определённых условиях. Ресурсная база углеводородов, которая не входит в сектор технической доступности промышленного освоения, при дальнейшей оценке стратегических программ и проектов развития газодобычи на шельфе Арктики должна быть исключена.

3.3. Организация арктической системы транспортировки природного газа

Характеристика Единой системы газоснабжения России

Трубопроводный транспорт начал своё развитие в России в тяжёлые годы Великой Отечественной войны, когда в октябре 1942 г. газопровод «Елшанка — Саратов» (протяжённость 16 км) передал первые кубометры газа на промышленные предприятия Саратова. Первый магистральный газопровод «Саратов — Москва»¹²⁵ (общая протяжённость 843 км) пущен в строй в 1946 г.

¹²⁵ Матвейчук А. А., Евдошенко Ю. В. Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг.: Исторические очерки. М.: Граница, 2011. 400 с.

На сегодняшний день трубопроводный транспорт России, по причине своей универсальности, высокой технологичности и рентабельности, представляет собой центральное звено нефтегазового комплекса. Трубопроводная система связывает месторождения с перерабатывающим комплексом и потребителями углеводородов. Выделяют нефте-, газо- и продуктопроводы (транспортируют нефтепродукты), промышленные (соединяют месторождения с пунктами по первичной переработке углеводородов с целью подготовки углеводородов для магистральной транспортировки) и магистральные (соединяют места первичной переработки с потребителями)¹²⁶.

Единая система газоснабжения России — это совокупность уникальных взаимосвязанных сооружений, включающих объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа. Газотранспортная система России включает магистральные и распределительные газопроводы, их функционирование обеспечивает газоперекачивающие компрессорные и газораспределительные станции. Практически все объекты газотранспортной системы, за исключением ряда газопроводов, принадлежат ПАО «Газпром». На 2022 г. общая протяжённость магистральных газопроводов в России составляет 183 тыс. км.

Единая система газоснабжения России разделена на три зоны, которые на данный момент не связаны воедино. *Первая зона*, расположенная на территории европейской части России, Урала и Западной Сибири, была построена для обеспечения потребностей природным газом жителей этих регионов, а также в целях экспорта природного газа в европейские страны. Это самая крупная зона ЕСГ, представляющая собой разветвлённую сеть газопроводов, основной ресурсной базой которой являются арктические месторождения северо-западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая является преимущественно газоносной¹²⁷.

Вторая зона представлена магистральным газопроводом «Сила Сибири» (протяжённость — порядка 3000 км, экспортная мощность — 38 млрд м³/год), который осуществляет поставки газа с уникальных месторождений: НГКМ Чайандинское¹²⁸ (с запасами категории C₁ + C₂: природного газа — 1,24 трлн м³, нефти и газового конденсата — 61,2 млн т) — базовое для формирования Якутского центра газодобычи, и ГКМ Ковыктинское (с запасами категории C₁ + C₂: природного газа — 1,8 трлн м³, нефти и газового конденсата — 65,7 млн т), ввод месторождения в эксплуатацию осуществлён в декабре 2022 г., на его основе будет сформирован Иркутский центр газодобычи (проектная мощность 27 млрд м³ в год). МГП «Сила Сибири» предназначен для удовлетворения потребности природным газом жителей Дальнего Востока и экспортных поставок в Китайскую Народную Республику¹²⁹. Трубопроводные поставки по восточному экспортному

¹²⁶ Вяхирев Р. И. Российская газовая энциклопедия. 2004. 527 с.

¹²⁷ Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation / S. A. Agarkov [et al.]. 2018. Vol. 9, No. 3 (27). P. 605–623.

¹²⁸ Транспортировка. Единая система газоснабжения России. URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 30.09.2022).

¹²⁹ Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири» / А. Е. Рыжов [и др.] // Геология нефти и газа. 2018. № 4 (s). С. 107–112. DOI:10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112.

газотранспортному коридору начались в декабре 2019 г., на полную мощность прокачки предполагается выйти в 2027 г.

Третья зона ЕСГ России была сформирована относительно недавно в целях масштабной газификации Хабаровского и Приморского краёв, а также для поставок природного газа в страны АТР и представлена межрегиональной ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» (протяжённость трассы — 1836,7 км, проектная мощность — 28,04 млрд м³/год). Её ресурсной базой является природный газ с проекта «Сахалин 3», представленный месторождениями¹³⁰: ГКМ Киринское (запасы категории С₁: природного газа — 162,5 млрд м³, газового конденсата — 19,1 млн т), НГКМ Южно-Киринское (запасы категории С₁ + С₂: природного газа — 814,5 млрд м³, нефти и газового конденсата — 133,8 млн т), ГКМ Мынгинское (запасы категории С₁ + С₂: природного газа — 19,9 млрд м³, газового конденсата — 2,5 млн т), ГКМ Южно-Лунское (запасы категории С₁: природного газа — 48,9 млрд м³, газового конденсата — 7,7 млн т). На данный момент промышленная добыча газа осуществляется с ГКМ Киринское, где впервые в российской практике добыча осуществляется без использования морских платформ, посредством подводного добычного комплекса (ПДК), затем добытые углеводороды доставляются и собираются на манифольде (элемент нефтегазовой буровой установки) и транспортируются по морскому трубопроводу на береговой технологический комплекс (БТК). Природный газ, подготовленный на БТК, транспортируется по газопроводу на дожимную компрессорную станцию ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток».

В настоящий момент отдельные зоны газотранспортной системы полностью автономны и не способны перебрасывать объёмы природного газа между западной и восточной частями ЕСГ, при этом ресурсная база восточной зоны представлена лишь двумя месторождениями Восточной Сибири и Сахалинским шельфом, что ограничивает увеличение объёмов экспорта природного газа по трубопроводному коридору в страны АТР, в первую очередь в Китай.

Решение вышеозначенной проблемы определено в Энергетической стратегии, утверждённой на период до 2035 г.¹³¹, и предполагает строительство МГП «Сила Сибири — 2», который должен связать месторождения Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Гыданской НГО с Монголией и далее по МГП «Союз Восток» — с Китаем.

Система транспортировки природного газа с месторождений АЗРФ

Первый газопровод в арктическом регионе Мессояха — Норильск протяжённостью 671 км начал эксплуатацию в декабре 1967 г. С началом активного освоения месторождений природного газа в арктическом регионе началось строительство газопроводов. Первый магистральный газопровод мощностью 65 млрд м³ в год начал эксплуатацию в 1974 г., связав ямальское месторождение Медвежье с европейской частью России.

¹³⁰ Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / В. Е. Петренко [и др.] // Газовая промышленность. 2014. № 716. С. 16–21.

¹³¹ См.: Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р. URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231?ysclid=19r1xie2wu539052977> (дата обращения: 30.09.2022).

Система транспортировки углеводородов с месторождений АЗРФ включает местные и магистральные нефте- и газопроводы, транспортировку по железным дорогам и морской танкерный флот. Большая часть природного газа, добытого в арктическом регионе, транспортируется потребителям по магистральным трубопроводным сетям в трёх направлениях. Специфика Арктической ГТС заключается в том, что газопроводы на данном участке построены и эксплуатируются в сложных природно-климатических условиях: в зонах вечной мерзлоты, при наличии многочисленных естественных преград (реки, озёра, заболоченные местности и др.). В приложении 4 представлены итоги анализа арктического газотранспортного коридора, оценка проведена с использованием данных группы «Газпром»¹³².

Можно выделить четыре временных отрезка строительства Арктической газотранспортной системы: 1) 1960-е гг., 2) 1970-е гг., 3) 1980 г. — начало 1990 гг., 4) 2000-е гг. — по наше время.

Большая часть газопроводов Арктической ГТС (более 50 %) северного и южного коридора начали свою эксплуатацию в 1960-х — начале 1970-х гг. Данные газопроводы отличаются повышенной аварийностью, причиной чего является коррозивно-эрозионное растрескивание под напряжением, на этих участках ежегодно фиксируются аварии и инциденты. С увеличением сроков эксплуатации снижается их фактическая производительность, растут затраты на их поддержание в удовлетворительном техническом состоянии, при этом на капитальный ремонт в расчёте на 1 км трассы требуется гораздо больше финансовых средств, если сравнивать с МГП центрального коридора, где подавляющая часть газопроводов построена в 1980-х гг.

В 2000-х гг. с активизацией на полуострове Ямал ГРП и с открытием новых уникальных месторождений началось обновление и формирование комплексной арктической газотранспортной инфраструктуры, включая строительство и увеличение пропускной способности уже имеющихся магистральных, промысловых и распределительных газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций для транспортировки газа с разрабатываемых месторождений в Единую систему газоснабжения России России как для внутреннего потребления, так и для выполнения экспортных контрактов.

В 2021 г. введён в эксплуатацию подводный газопровод «Газ Ямала», который соединяет производственные объекты Новопортовской группы месторождений с МГП Ямбург — Тула I и Ямбург — Тула II. Программа освоения прибрежных ГМ Каменномыское-море, Северо-Каменномыское и ряда менее крупных предполагает формирование единого добывающего узла, связанного с существующей Ямбургской ГТС. С этой целью планируется строительство МГП УКПГ ГМ Каменномыское-море — ГКС Ямбургская и газопровода-подключения с ГМ Северо-Каменномыское. Это две нитки подводного газопровода, которые планируют подавать газ с ледостойкой платформы до берегового технологического комплекса. Далее газ будет транспортироваться

¹³² Отчёт Группы «Газпром» о деятельности в области устойчивого развития за 2021 г. URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2021/> (дата обращения: 11.04.2023); Транспортировка. Единая система газоснабжения России. URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 11.04.2023).

в ЕГС России. Предполагаемая дата начала эксплуатации — 2024 г., проектная производительность — 30 млрд м³. Также в планах развития увеличение числа ниток МГП Бованенково — Ухта.

Основные направления экспорта российского арктического газа

Природный газ, который поступает с арктических месторождений, транспортируется:

- по Северному газотранспортному коридору потребителям северных и северо-западных регионов России, включая Калининградскую обл., а также направляется по северо-западному и западному экспортным направлениям: МГП «Северный поток» (через КС «Портовая»), МГП «Сияние Севера», МГП «Ямал — Европа» (через компрессорные станции «Ржевская», «Холм-Жирковская» и «Смоленская»);

- по Центральному газотранспортному коридору потребителям Уральского, Приволжского и Центрального федеральных округов, а также идёт по западному экспортному направлению МГП Уренгой — Помары — Ужгород: МГП «Прогресс», МГП «Братство» (через ГИС «Суджа»), МГП «Союз» (через ГИС «Сохрановка»);

- по Южному газотранспортному коридору потребителям Северного Урала, Зауралья, Республики Башкортостан, Алтайского края, регионов центральной и южной части России, для обеспечения подачи газа в газопроводы Краснодарского края и Крыма, а также направляется по южному экспортному направлению: МГП «Трансбалканский коридор» до 1 апреля 2021 г. (через ГИС «Писаревка», «Валуйки», «Сохрановка»), МГП «Турецкий поток 1,2» (через КС «Русская»), МГП «Голубой поток» (через КС «Береговая»);

- по Восточному газотранспортному коридору (проект) предполагает осуществлять транспортировку газа с месторождений Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Гыданской НГО потребителям Уральского, Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, а также в Монголию, затем по МГП «Союз-Восток», который является проектируемым продолжением МГП «Сила Сибири — 2», в Китай. Реализация данного проекта позволит связать западную и восточную зоны ЕСГ России.

Основная часть экспортных магистральных газопроводов России расположена в европейской части России. Выделяют три экспортных коридора для поставок газа в страны Европы и Турцию¹³³. Объём поставок по данным газотранспортным коридорам в страны дальнего зарубежья в 2022 г. составил 100,9 млрд м³. В табл. 12 представлена информация о маршрутах, пропускной способности и объёмах поставок по основным газотранспортным коридорам в Европу и Центральную Азию за последние пять лет.

После энергетического кризиса 2020–2021 гг., вызванного пандемией коронавируса, глобальный газовый рынок вновь оказался под влиянием неблагоприятной конъюнктуры, теперь уже вследствие беспрецедентного геополитического конфликта и нарастающего мирового экономического кризиса.

¹³³ Щеголькова А. А. Газотранспортная система России в новых геополитических условиях // Экономика и управление: проблемы, решения, 2022. Т. 3, № 10. С. 21–30. DOI:10.36871/ek.up.p.r.2022.10.03.004. EDN:IZYEZU.

Динамика объёма экспорта и направления экспортных маршрутов природного трубопроводного газа*

Экспортные МГП	Направление поставок	ПМ, млрд м ³	2018 г., млрд м ³	2019 г., млрд м ³	2020 г., млрд м ³	2021 г., млрд м ³	2022 г. млрд м ³
Северо-Западный газотранспортный экспортный коридор							
МГП «Северный поток» (две нитки)	Германия, Бельгия, Дания, Франция, Нидерланды, Великобритания	55	58,8	58,5	59,2	59,2	29,4
ГП Выборг — Иматра (две нитки)	Финляндия	6	2,6	2,46	1,61	2,01	0,5
Западный газотранспортный экспортный коридор							
<i>1. Транзит через ГТС Украины</i>							
МГП Уренгой — Помары — Ужгород 1. МГП «Прогресс». 2. МГП «Союз». 3. МГП «Братство»	Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словакия, Италия, Венгрия, Румыния	84/40**	68,7	76,5	51,9	41,7	19,1
<i>2. Транзит через ГТС Белоруссии, Польши, Литвы</i>							
1. МГП «Ямал-Европа» 2. МГП «Сияние Севера» (ГП Кобрин-Брест)	Польша, Литва, Германия	40	42,3	40,51	37,22	14,8	3,2
Южный газотранспортный экспортный коридор							
<i>1. Транзит через ГТС Украины</i>							
МГП «Трансбалканский коридор» (три нитки)	Румыния, Турция, Болгария, Греция, Северная Македония	19	18,1	13,12	3,78	0,9	—

Окончание таблицы 12

Экспортные МГП	Направление поставок	ПМ, млрд м ³	2018 г., млрд м ³	2019 г., млрд м ³	2020 г., млрд м ³	2021 г., млрд м ³	2022 г. млрд м ³
Южный газотранспортный экспортный коридор							
<i>2. Транзит через ГТС Турции</i>							
МГП «Турецкий поток» (вторая нитка, экспортная)	Болгария, Греция, Сербия, Румыния, Венгрия, Босния и Герцеговина, Северная Македония, Хорватия, Косово и Метохия	15,75	–	–	5,87	11,24	11,6
МГП «Турецкий поток» (первая нитка)	Турция	15,75	–	–	7,64	13,2	5,6
МГП «Голубой поток»	Турция	16	13,3	11,1	8,76	15,98	16
Восточный газотранспортный экспортный коридор							
МГП «Сила Сибири»	Китай	38	–	–	4,1	10,39	15,5

Примечание. При составлении таблицы автором были использованы статистические данные ПАО «Газпром», Минэкономразвития и Минэнерго.

* Фактические поставки газа для ЕС // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. 2022. URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/actual-supplies/2022/> (дата обращения: 30.04.2023).

** В соответствии с договором о транзите газа через Украинскую ГТС объем транзита в 2020 г. составил 65 млрд м³, с 2021 по 2024 гг. — 40 млрд м³.

В табл. 13 представлена аналитическая информация о результатах деятельности ЕСГ России по поставкам трубопроводного газа как на внутренний рынок, так и на экспорт за 2017–2022 гг. Анализ произведён на основании аналитических и статистических данных Федеральной таможенной службы¹³⁴, статистических данных ПАО «Газпром»¹³⁵.

Геополитический кризис, разворачивающийся на наших глазах, не даёт повода для оптимизма по объёму добычи и поставок природного газа. Глобальный газовый рынок оказался под влиянием неблагоприятной конъюнктуры, вызванной политическим противостоянием между Россией и так называемыми странами коллективного Запада. Экспортные ограничения и санкционные рестрикции по итогам 2022 г. привели к снижению добычи российского газа на 11,57 % и снижению экспорта на 30,7 % (в страны дальнего зарубежья — на 29,89 %). Основной удар пришёлся на поставки трубопроводного газа: снижение экспорта в страны дальнего зарубежья в 2022 г. составило 40,47 %, исключение — поставки природного газа в Китай по магистральному газопроводу «Сила Сибири» (рост составил свыше 40 %).

Наращение кризисных процессов в системе сотрудничества России и стран ЕС в области электроэнергетики начало явно ощущаться в 2014 г. Вступление России в эпоху политического ренессанса стало поводом для запуска механизма санкций¹³⁶. Собственно говоря, санкционное давление Россия ощущала ранее, но с началом украинского кризиса в 2014 г. оно начало усиливаться под влиянием целого ряда политических и правовых факторов¹³⁷.

Санкции имеют разноскоростной режим и действуют в разнонаправленно: через взаимоотношения лидеров государств, антироссийские санкции США, Евросоюза и их союзников, прямое или косвенное влияние на российских торговых партнёров, давление на энергетические проекты России. Ситуация, сложившаяся на геополитической арене, вынудила Россию к асимметричному парированию геополитических и экономических вызовов и угроз. Поэтому одной из задач энергетической геополитики России стала диверсификация экспортных потоков природного газа. Предпринимаемые РФ меры по диверсификации поставок природного газа привели к изменению их структуры. В 2022 г. произошёл резкий рост поставок СПГ, его доля в структуре экспорта достигла 27 %, при этом в страны дальнего зарубежья доля СПГ в общем объёме поставок составила 31,17 %.

Вопреки резкому снижению объёма экспорта трубопроводного газа, в 2022 г. нефтегазовые доходы возросли на 28 % (2,5 трлн руб.), рост выручки от экспорта трубопроводного газа при этом составил 55,5 %.

¹³⁴ Справочные и аналитические материалы Федеральной таможенной службы. URL: <https://customs.gov.ru/statistic?ysclid=19r87fpyih81097287> (дата обращения: 30.04.2023).

¹³⁵ Фактические поставки газа для ЕС // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/actual-supplies/2022/> (дата обращения: 30.04.2023).

¹³⁶ Щеголькова А. А. Геополитический ренессанс России на европейском газовом рынке // Изв. С.-Петерб. гос. экон. ун-та. 2020. № 3 (123). С. 36–42. DOI:<https://doi.org/10.24412/FhJL8Utn1xk>.

¹³⁷ Щеголькова А. А. Экономическая конъюнктура украинского газового транзита // Вестн. МГТУ. 2015. Т. 18, № 3. С. 565–570.

Таблица 13

Показатели эксплуатации ЕСТ России за период 2018–2022 гг.

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Добыча природного газа, млрд м ³	725	738	693	762	673,8
Поступление природного газа в ЕСТ России, млрд м ³	693,1	679,0	625,0	703,1	639,8
Поставка потребителям России по ЕСТ природного газа ^{1*} , млрд м ³	361,7	353,9	338,8	376,8	359
Суммарный объём экспорта природного газа, млрд м ³	245,5	259,3	239,6	246,2	170,6^{2*}
Экспорт СПГ, млрд м ³	24,9	39,4	40,4	39,6	45,7 ^{2*}
Экспорт трубопроводного газа, млрд м ³	220,6	219,9	199,2	203,5	124,9 ^{2*}
Экспорт трубопроводного газа в страны дальнего зарубежья, млрд м ³ :	180,9	179,2	162,7	169,5	100,9 ^{2*}
Европа (за исключением стран СНГ),	184,1	181,7	161,4	161,7	85,4
в том числе в страны ЕС (включая Великобританию)	157,3	164,2	146,6	131,9	61,8
Китай	–	0,33	4,1	10,39	15,5
Среднеконтрактная цена экспорта трубопроводного газа из России ^{2*} , 1 долл/тыс. м ³	222,8	189,3	126,7	274,3	691,2 ^{3*}
Оборот от экспорта трубопроводного газа, долл. млн	49148,0	41633,1	25247,5	55507,2	86330,88
Внутреннее потребление природного газа в России, млрд м ³	493,2	481,0	460,5	516,1	484,0
Средневзвешенная цена на трубопроводный газ для промышленных потребителей и населения в России ^{4*} , руб/тыс. м ³	3981,3	4118,2	4176,9	4369,3	4587,8

Окончание таблицы 13

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Газификация населения природным газом, %	68,7	70,1	71,4	72,0	73,0
коэффициент загрузки в ЕСГ России (k_L)	0,96	0,92	0,90	0,92	0,90
коэффициент экспорта СПГ (k_{LNG})	0,1	0,15	0,17	0,16	0,27
коэффициент трубопроводного газа (k_{EP})	0,9	0,85	0,83	0,84	0,73
коэффициент внутреннего потребления природного газа (k_C)	0,68	0,65	0,66	0,68	0,72

Примечания.

1. Составлено автором.

2. Выделенное полужирным в последнем столбце таблицы: Представители фракций обсудили с профильным министром развитие энергетической отрасли. 2023. 15 марта. URL: <http://duma.gov.ru/news/56524/> (дата обращения: 30.04.2023).

^{1*} Без учёта технологических нужд ГТС.

^{2*} По данным Минэнерго РФ.

^{3*} Средневзвешенная цена, включая ближнее и дальнее зарубежье, средняя цена для Республики Беларусь определена на уровне 128,5 долл/тыс. м³.

^{4*} За вычетом НДС.

За последние годы с карты экспортных поставок исчез ряд газотранспортных маршрутов. Так, с 1 января 2020 г. после запуска «Турецкого потока» практически прекращены поставки газа через ГТС Украины по Трансбалканскому МГП, по нему сохранены небольшие объёмы экспорта в Румынию (до 1 апреля 2021 г.), Молдавию и Приднестровье (в объёме от 5 до 15 млн м³/сут). В 2021 г. резко ограничено бронирование мощностей МГП «Ямал — Европа» по причине отсутствия заявок от потребителей, а с мая 2022 г. по данному маршруту после введения Россией санкций в отношении польской компании Europol Gaz поставки полностью прекращены. В мае 2022 г. прекращены поставки российского природного газа в Финляндию по газотранспортному коридору Выборг — Иматра по причине отказа компании Gasum Oy производить оплату в рублях.

С января по апрель 2022 г. в страны Евросоюза, Турцию и Китай было экспортировано 50,1 млрд м³, что на 26,9 % ниже аналогичного периода предыдущего года, причём основная доля поставок пришлась на восточный и южный газотранспортные экспортные коридоры. В апреле-мае 2022 г. снижение экспорта газа в страны ЕС продолжилось из-за сокращения поставок через ГТС Украины и прекращения транзита по МГП «Ямал — Европа». В июне 2022 г. из-за отказа оплаты в рублях был приостановлен экспорт газа энергетическим компаниям Польши, Болгарии, Финляндии, Нидерландов, Дании, а также немецкой Shell Energy Europe. На долю данных компаний приходилось 13 % поставок трубопроводного газа. Таким образом, экспорт по западному коридору был сведён до минимума (остался сокращённый транзит через ГТС Украины в связи с отказом оператора украинской стороны прокачивать газ через ГИС «Сохрановка»).

Основные поставки по северо-западному газотранспортному коридору к середине 2022 г. сохранялись лишь на МГП «Северный поток», однако из-за сложностей с ремонтом и обслуживанием газовых турбин Siemens в конце июля 2022 г. экспорт газа был сведён до уровня 19,5 % от максимальной мощности МГП, а в конце августа 2022 г. приостановлен. Окончательно экспорт по северо-западному коридору остановлен после диверсии на МГП «Северный поток 1, 2». На сегодняшний момент маршруты поставок трубопроводного газа в Европу ограничиваются второй ниткой МГП «Турецкий поток», которая ориентирована на газовый рынок Юго-Восточной Европы, и в сниженном объёме — на ГТС Украины.

После беспрецедентных атак на МГП «Северный поток» сохранилась неповреждённой одна нитка мощностью 27,5 млрд м³. Можно спрогнозировать объём поставок природного газа в страны Европы и Турцию в 2023–2025 гг. в двух сценариях: базовом (с учётом доступных мощностей) и пессимистическом. Согласно базовому сценарию, объёмы поставок в страны Европы и Турцию возможны на уровне 64,5 млрд м³, то есть невостребованные экспортные мощности составят порядка 91 млрд м³ (с учётом неповреждённой нитки «Северного потока — 2»). Прогнозная модель ПАО «Газпром» предполагает более высокие показатели экспорта в европейские страны — порядка 70 млрд м³, в случае восстановления поставок по сохранившейся нитке «Северного потока — 2» — на уровне 100 млрд м³. По пессимистическому сценарию объёмы в европейские страны — 45 млрд м³, то есть невостребованные объёмы составят

порядка 110 млрд м³. В соответствии с базовым сценарием Минэкономразвития РФ¹³⁸ средняя цена экспорта трубопроводного газа за 1 тыс. м³ в страны дальнего зарубежья в 2023 г. предполагается на уровне 700,3 долл., в 2024 г. — 550,3 долл., в 2025 г. — 449,9 долл.

Сжатие экспортных рынков трубопроводного газа, санкционные рестрикции в целом в кратко- и среднесрочной перспективе не оказывают негативного влияния на газовую отрасль России. Можно выделить ряд факторов, определяющих её уровень устойчивости и прочности: преобладание в структуре спроса внутреннего рынка (доля потребления на внутреннем рынке составляет 65–72 %), рост в структуре экспорта поставок СПГ, развитая газотранспортная инфраструктура, интенсивное расширение и развитие в последние годы отечественных технологий и оборудования, используемых в нефтегазодобывающем комплексе, снижение зависимости от иностранного капитала, наличие собственной системы ценообразования на базе АО «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» (АО «СПбМТСБ»). Несмотря на резкое снижение поставок трубопроводного газа, предполагаемый оборот от экспорта в европейские страны в 2023 г. благодаря сложившейся рыночной конъюнктуре (в соответствии с базовым сценарием) ожидается на уровне 45169,35 млн долл., что сопоставимо с результатами за 2021 г.

В долгосрочной же перспективе беспрецедентное санкционное давление на российскую экономику в целом, и на энергетические компании в частности, расширение антироссийских секторальных санкций могут оказать критическое воздействие на газовую отрасль России, в числе которых перспектива снижения экспортных «сверхдоходов», критическая зависимость от импорта оборудования и технологий для проведения ГРП, освоения и доразведки шельфовых месторождений, а также в СПГ-индустрии. Потеря европейских стран как основного рынка сбыта трубопроводного газа может оказать негативное влияние на экономику страны в целом. Появится достаточно большой объём нереализованного природного газа, который сложно будет перенаправить по новым экспортным маршрутам в короткие сроки.

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. С позиции пространственной организации освоения газовых ресурсов в обозримом будущем достигнутый уровень газодобычи (400–500 млрд м³/год) на месторождениях арктического региона будет обеспечен и возмещён за счёт расширения и освоения месторождений-спутников, в первую очередь Ямальской и Гыданской НГО (суша), и ряда прибрежных месторождений, что требует решения задач определения оптимальных схем транспортировки природного газа с месторождений материковой части Арктики. Выстраивание эффективной схемы транспортировки природного газа посредством Арктической ГТС требует комплексного концептуального подхода, включающего: оценку потенциальных ресурсов природного газа, транспортное и инфраструктурное обеспечение, учёт экологической безопасности, качество технико-технологического обеспечения и проч. Расчёт эффективности применения трубопроводного транспорта

¹³⁸ Основные параметры сценарных условий прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов // Министерство экономического развития Российской Федерации: офиц. сайт. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/c56d9cd0365715292055fe5930854d59/scenarnye_u_sloviya_2023.pdf (дата обращения: 30.09.2022).

при транспортировке природного газа с месторождений Арктической зоны РФ целесообразно осуществлять в сравнении с иными видами перевозок (морских, железнодорожных), а также оценивать возможность их сочетания.

Применительно к месторождениям Ямальской (суша), Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской НГО перспективным является развитие системы транспортировки природного газа посредством подключения вновь открытых скважин и месторождений к МГП при помощи промысловых трубопроводов. Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования с последующей транспортировкой углеводородов до береговых технологических комплексов с использованием трубопроводной системы и интеграции морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную — по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе.

Что касается шельфовых месторождений, то здесь возможна транспортировка природного газа по трубопроводу на берег с последующим сжижением и дальнейшей поставкой СПГ с использованием танкеров — по примеру норвежского газового проекта на месторождении «Сневит» («Белоснежка») в Баренцевом море. Оператором данного проекта выступает Statoil. Добытый на месторождении Сневит газ и конденсат посредством подводной добычной установки, управляемой с берега, по трубопроводу поступает на завод по сжижению на полуостров Мелькёйа (вблизи Хаммерфеста). Но в условиях ограничения экспорта, отсутствия апробированных технологических решений освоения углеводородов и эффективных методов ликвидации экологических последствий возможных аварий освоение природного газа на арктическом шельфе на современном этапе нерационально.

2. В данных условиях всё более очевидной для российской газовой отрасли становится необходимость преобразования экономической модели устойчивого развития, которая должна включать переориентацию на внутренний рынок, диверсификацию способов и направлений транспортировки природного газа. Основные направления развития газовой отрасли были сформулированы на XI Петербургском международном газовом форуме (сентябрь 2022 г.): формирование новых кооперационных связей; диверсификация поставок; обеспечение внутренней энергетической безопасности; установление справедливой цены на газ посредством биржевых торгов; переход к низкоуглеродной экономике посредством перехода на газомоторное топливо (на основе компримированного или сжиженного природного газа).

Необходима трансформация внутреннего рынка природного газа, которая предполагает стимулирование спроса путём расширения газификации, развития нефтегазохимической отрасли, выпускающей продукцию с высоким уровнем добавленной стоимости, реализации проектов малотоннажного производства СПГ и перехода на газомоторное топливо. Кроме того, требуется пересмотр институционально-правовых основ регулирования внутреннего рынка природного газа, формирования механизма коммерческой балансировки между участниками рынка трубопроводного природного газа. Среди первоочередных мер по диверсификации направлений экспортных поставок можно выделить расширение МГП Южного и Восточного экспортных коридоров, создание перемычек между западной и восточной зоной ЕСГ с целью перенаправления

потоков природного газа в страны АТР, а также через проектируемый турецкий газовый хаб в Европу, но только после оценки перспектив экспорта российского газа в Европу на отдалённое будущее.

3.4. Современное состояние глобального рынка сжиженного природного газа

Совершенствование технологий, предназначенных для сжижения природного газа, а также для его транспортировки создали благоприятные условия для развития данного сегмента энергетического рынка. Так, за период с 1980 по 2022 гг. объём международной торговли СПГ¹³⁹ вырос более чем в 17 раз — с 34,5 до 542 млрд м³ (рис. 28).

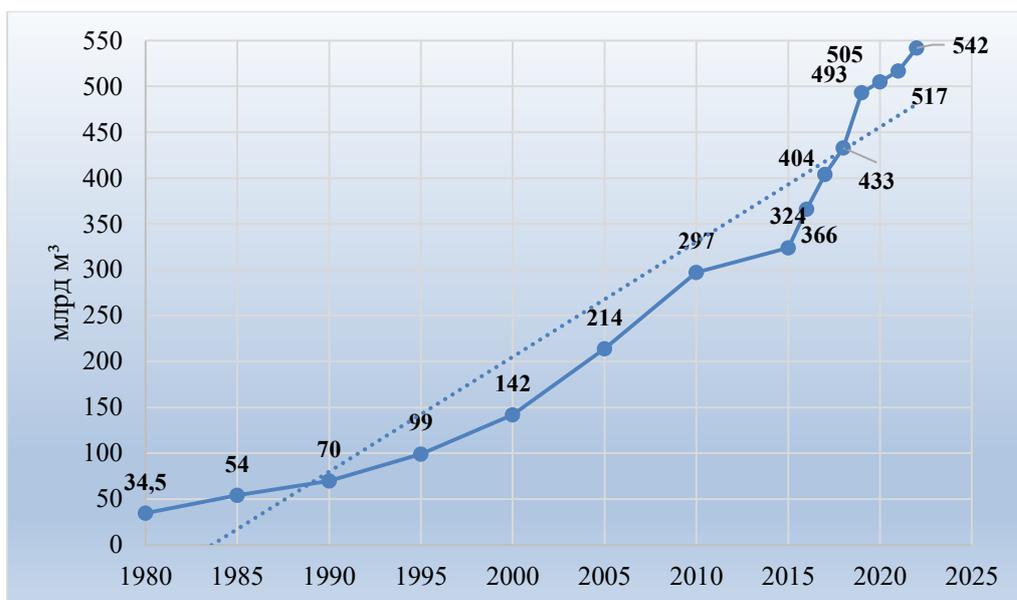


Рис. 28. Объёмы международной торговли СПГ с 1980 по 2022 гг.

Составлено автором на основании данных статистического обзора мировой энергетики [URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 20.08.2023)]

Ключевым преимуществом природного газа, который переведён в жидкое состояние, является то, что его объём уменьшается в 603 раза. Правда, для перевода в жидкое состояние его необходимо охладить до температуры 160 °С ниже нуля, процесс этот энергоёмкий и довольно затратный, однако в сжиженном состоянии газ не горюч и не токсичен, его гораздо проще, безопаснее и дешевле транспортировать из одной точки в другую¹⁴⁰.

¹³⁹ Статистический обзор мировой энергетики 2022 года // ВР. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads> (дата обращения: 20.08.2023).

¹⁴⁰ Цветков П. С., Притуляк Д. М. Сравнительная оценка стоимости транспортировки малотоннажного сжиженного природного газа и трубопроводного газа // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2018. № 6 (62). С. 30–43.

В современных геополитических условиях, когда государства-члены ЕС, Япония, Южная Корея и ряд других стран под давлением США вводят экономические санкции, основной целью которых является разрушение ключевых отраслей экономики РФ, в том числе энергетической, успешная реализация уже действующих и создание новых проектов, призванных увеличить производство сжиженного природного газа, перенаправление сырьевых потоков, поиск новых рынков сбыта — первостепенная задача российских компаний, занимающихся добычей природного газа и производством СПГ¹⁴¹.

Российские компании, занимающиеся производством СПГ, согласно действующей «Долгосрочной программе развития производства СПГ в РФ»¹⁴² и «Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года»¹⁴³, могут рассчитывать на помощь со стороны государства.

К основным мерам государственной поддержки, которые более подробно будут рассмотрены ниже, необходимо отнести льготную ставку налога на добычу полезных ископаемых, понижение ставки на прибыль, отмену экспортной пошлины на сжиженный природный газ и др.

В настоящее время мировой энергетический рынок переживает непростые времена. Осознанное снижение инвестиций на разведку и разработку месторождений углеводородных видов топлива ожидаемо привело к довольно существенному росту цен, в первую очередь на природный газ. Процесс перехода к «зелёной экономике»¹⁴⁴ посредством использования «зелёной энергетики» пока себя не оправдал, а случившиеся в сентябре 2022 г. взрывы на «Северных потоках» только усилили опасную тенденцию. В такой ситуации спрос на сжиженный природный газ в Европе вырос настолько, что многие экспортёры предпочли выплатить штраф за нарушение контрактных обязательств, но перенаправить газ в страны Европейского союза.

К числу благоприятных условий, способствующих развитию рынка СПГ необходимо отнести:

- увеличение общего числа потребителей сжиженного природного газа с 26 до 47 стран за период с 2015 по 2022 гг.;
- постепенный переход стран АТР, таких как Китай, Южная Корея, Япония и др., в своё энергообеспечение с угля на природный газ;
- высокие темпы развития экономики стран Азиатско-Тихоокеанского региона относительно стран других макрорегионов;
- замещение странами Европейского союза угля природным газом и ВИЭ.

¹⁴¹ Кондратов Д. И. Мировой рынок газа: современные тенденции и перспективы развития // Вестник Российской академии наук. 2022. Т. 92, № 4. С. 360–371.

¹⁴² Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://static.government.ru/media/files/16DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (дата обращения 14.09.2023).

¹⁴³ См.: Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р.

¹⁴⁴ Европейская экономика озеленилась // Коммерсантъ. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4661999?ysclid=17s566u9ob135187341> (дата обращения 12.08.2023).

Основные тенденции развития глобального рынка СПГ

Общий объём потребления природного газа в мире в 2022 г. составил 3941 млрд м³ (рис. 29), с одной стороны это на 3,2 % меньше, чем по итогам 2021 г. (4067 млрд м³), с другой — на 18,7 % больше, чем по итогам 2012 г. Лидерами по объёмам потребления остаются страны Северной Америки — 1099,4 млрд м³ (27,9 % от общемирового объёма потребления) и Азиатско-Тихоокеанского региона — 907,1 млрд м³ (23,02 % от общемирового объёма). При этом объёмы добычи природного газа значительно превосходят объёмы потребления и в США (978,6 и 881,2 млрд м³), и в Канаде (185,0 и 96,6 млрд м³).

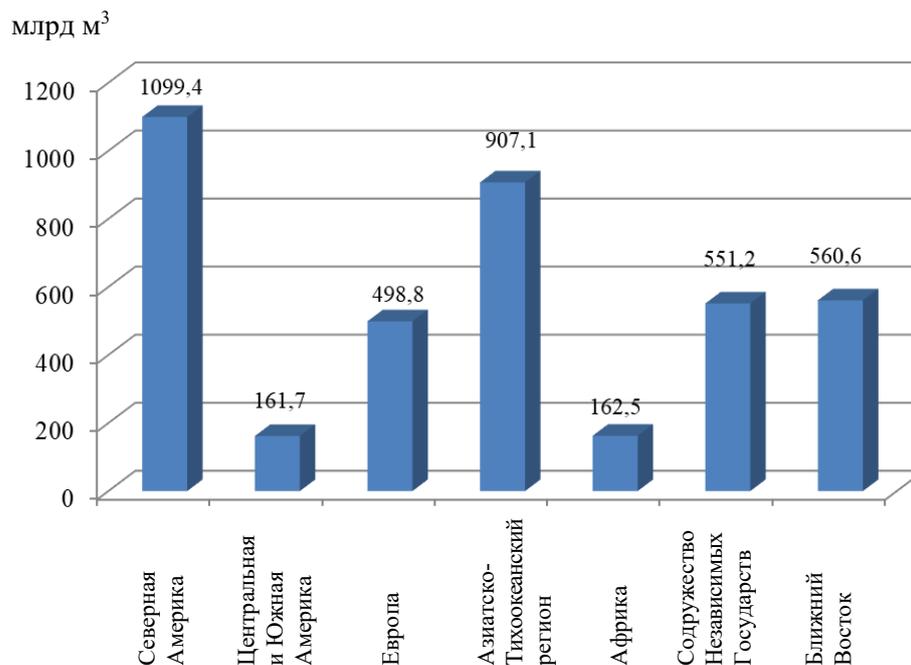


Рис. 29. Общий объём потребления природного газа в мире по итогам 2022 г., млрд м³
[URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 21.08.2023)]

Страны Европы также выступают крупными потребителями природного газа — порядка 500 млрд м³ по итогам 2022 г., что практически на 14 % меньше, чем в 2021 г. При этом большую часть своих потребностей в данном виде энергоресурсов они вынуждены удовлетворять с помощью закупок, причём как трубопроводного, так и сжиженного природного газа¹⁴⁵.

Сокращение потребления природного газа в странах Европы объясняется значительным повышением цен, что было достигнуто в первую очередь за счёт снижения промышленного производства. Так, по данным компании Shell, спрос на данный вид энергетических ресурсов со стороны промышленных предприятий упал на 20,5 млрд м³. По этой же причине снизилось потребление природного газа

¹⁴⁵ Ульченко М. В., Башмакова Е. П. Проблемы развития транспортной инфраструктуры в регионах Арктической зоны Российской Федерации // Экономика и управление: проблемы, решения. 2018. Т. 7, № 11. С. 45–52.

практически на 19,5 млрд м³ и население региона¹⁴⁶. Вклад электроэнергетики и коммерческого сектора в снижение спроса составил 12,2 млрд м³.

Одной из причин повышения цен на природный газ стала диверсия, в результате которой были разрушены три из четырёх веток «Северного потока», ежегодно обеспечивающих страны Европы 55 млрд м³ (на момент совершения диверсии в прокачке природного газа были задействованы две ветки газопровода). Частично возместить эти потери удалось за счёт увеличения закупок сжиженного природного газа¹⁴⁷, в том числе поставляемого из Соединённых Штатов, при этом сильно возросший спрос на него со стороны стран Евросоюза вынудил другие страны, такие как Бангладеш и Пакистан, заместить газ углём и мазутом. При всей этой ситуации для поставщиков оказалось даже более выгодным уплатить штрафы по действующим долгосрочным контрактам, но перенаправить потоки СПГ в Европу.

В 2022 г. странам Европы проблемы нехватки природного газа после разрушения «Северных потоков» удалось избежать благодаря оперативной закупке СПГ и тому, что уже к середине сентября газохранилища были заполнены газом на 85 %¹⁴⁸, при пороговом значении в 80 % на 1 ноября. По итогам 2022 г. в страны Европы было поставлено 170,2 млрд м³ (123,31 млн т) СПГ, что на 62,8 млрд м³ (45,5 млн т) больше, чем в 2021 г. Основными экспортёрами стали¹⁴⁹: США — 69,8 млрд м³ (прирост 41 млрд м³), Катар — 26,4 млрд м³ (прирост 3,8 млрд м³), Россия — 21,8 млрд м³ (прирост 3,6 млрд м³) и Египет — 6,8 млрд м³ (прирост 4,4 млрд м³).

Также необходимо отметить, что увеличение поставок СПГ привело к серьёзной нагрузке на европейские регазификационные терминалы: если в 2021 г. они были загружены на 40 %, то в 2022 г. уже более чем на 60 %.

Германия осталась крупнейшим среди всех стран Европы потребителем и экспортёром природного газа¹⁵⁰, несмотря даже на 17 %-е сокращение потребления по итогам 2022 г. Так, если в 2021 г. уровень потребления составил 91,7 млрд м³, то по итогам 2022 г. — 77,3 млрд м³. На втором месте остаётся Великобритания — 72,0 млрд м³ по итогам 2022 г. и 77,8 млрд м³ по итогам 2021 г. На третьем — Италия с потреблением на уровне 65,3 и 72,4 млрд м³ в 2022 и 2021 гг. соответственно.

Среди стран Азиатско-Тихоокеанского региона следует выделить Китай с потреблением природного газа на уровне 375 млрд м³ по итогам 2022 г., из них 151,6 млрд м³ — экспорт, и Японию с потреблением в 100,5 млрд м³. Общий объём потребления природного газа странами АТР составил 907,1 млрд м³. При этом,

¹⁴⁶ Европа в 2022 году сократила потребление газа на 10 % // Интерфакс. URL: <https://www.interfax.ru/business/886488> (дата обращения: 20.08.2023).

¹⁴⁷ Мировой рынок СПГ структурные особенности и прогноз развития / И. В. Филимонова [и др.] // *Neftegaz.RU*. 2023. № 2 (134). С. 50–61.

¹⁴⁸ Европейским странам удалось заполнить подземные газохранилища на 85 % // *Газета.ru*. 2022. 18 сентября. URL: <https://www.gazeta.ru/business/news/2022/09/18/18591559.shtml> (дата обращения: 20.08.2023).

¹⁴⁹ Статистический обзор мировой энергетики 2022 года. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads> (дата обращения: 20.08.2023).

¹⁵⁰ Котов В. А. Развитие инфраструктуры СПГ в Германии: гонка со временем // *Науч.-аналит. вестн. Института Европы РАН*. 2022. № 3. С. 83–94.

как видно из данных¹⁵¹ (рис. 30), именно страны АТР занимают 1-е место в мире по объёму импорта сжиженного природного газа — 64 % по итогам 2022 г. Вместе с тем нужно отметить, что в 2021 г. на их долю приходилось 72 % от общего объёма импорта СПГ.

Лидерами по объёму импорта СПГ среди отдельно взятых стран являются: Япония — 98,3 млрд м³ (101,3 млрд м³ по итогам 2021 г.), Китай — 93,2 млрд м³ (109,9 млрд м³ по итогам 2021 г.), Южная Корея — 63,9 млрд м³ (64,1 млрд м³ по итогам 2021 г.), Индия — 28,4 млрд м³ (33,5 млрд м³ по итогам 2021 г.) и Тайвань — 27,4 млрд м³ (26,7 млрд м³ по итогам 2021 г.).

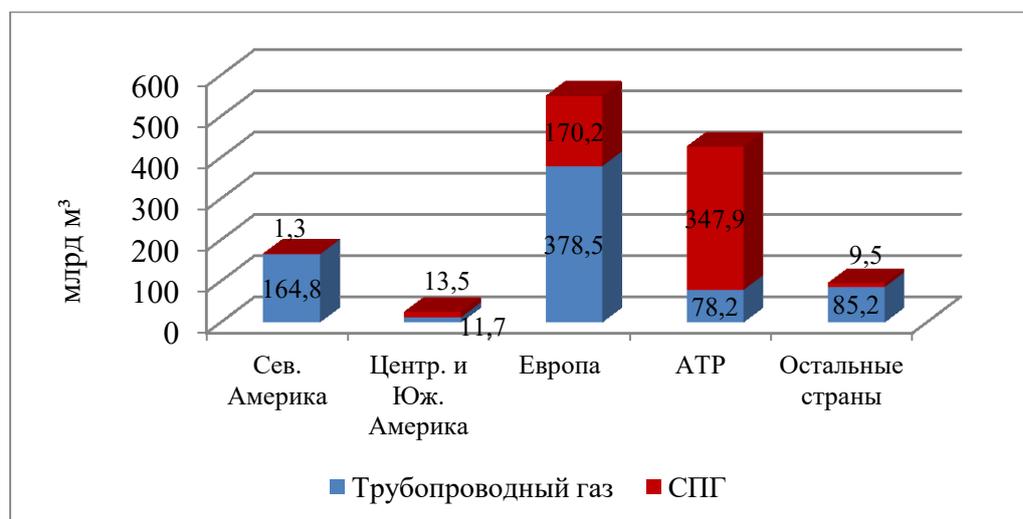


Рис. 30. Объём импорта СПГ и трубопроводного газа по итогам 2022 г., млрд м³. Составлено автором на основании данных: [URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 20.08.2023)]

К середине 2023 г. Япония и Китай — две страны, которые обладают значительными свободными мощностями по регазификации СПГ, то есть в случае необходимости они могут значительно нарастить объёмы закупок сжиженного природного газа. Но если в случае с Японией это маловероятно, объём импорта СПГ в период с 2016 по 2022 г. колеблется в диапазоне от 98 до 105 млрд м³, а незадействованными остаются еще порядка 40 % мощностей, то увеличение закупок сжиженного газа Китаем вполне ожидаемо. При этом в КНР незадействованными остаются терминалы общей мощностью порядка 40 млрд м³ и активно ведутся работы по их расширению.

Основными экспортёрами в Японию, как страну, которая импортировала наибольший объём сжиженного природного газа по итогам 2022 г., стали: Австралия — 41,9 млрд м³, Малайзия — 16,3 млрд м³, РФ — 9,2 млрд м³, Катар — 3,9 млрд м³, Оман — 3,4 млрд м³, США — 3,3 млрд м³.

¹⁵¹ Статистический обзор мировой энергетики 2022 года. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads> (дата обращения: 20.08.2023).

Основными поставщиками СПГ в Китай в 2022 г. выступили: Австралия — 35,0 млрд м³, Катар — 24,8 млрд м³, Малайзия — 10,2 млрд м³, РФ — 6,1 млрд м³, Индонезия — 5,1 млрд м³, США — 2,6 млрд м³.

Южная Корея в 2022 г. импортировала СПГ из Австралии — 15,9 млрд м³, Катара — 13,4 млрд м³, США — 7,8 млрд м³, Малайзии — 7,5 млрд м³, Омана — 6,9 млрд м³, Индонезии — 4,4 млрд м³ и РФ — 2,7 млрд м³.

Среди основных поставщиков СПГ в Тайвань можно выделить Австралию — 10,1 млрд м³, Катар — 7,2 млрд м³, США — 2,9 млрд м³, РФ — 1,5 млрд м³ и Индонезию — 1,5 млрд м³.

Индия — ещё один крупный импортёр СПГ, объёмы закупок по итогам 2021 и 2022 гг. составили 28,4 и 33,5 млрд м³ соответственно. На начало 2023 г. в стране работали шесть терминалов по регазификации общей мощностью чуть более 50 млрд м³, а в 2023 г. планировалось увеличение мощности одного из них и завершение строительства еще пяти. В результате к концу 2023 г. общая мощность терминалов достигла отметки в 90 млрд м³.

Основными поставщиками сжиженного природного газа в последние 10 лет выступают Австралия, Катар, Россия, США, Малайзия, Нигерия, Индонезия, Алжир и Оман. На рис. 31 представлены данные об объёмах экспорта СПГ в период с 2011 по 2022 гг.

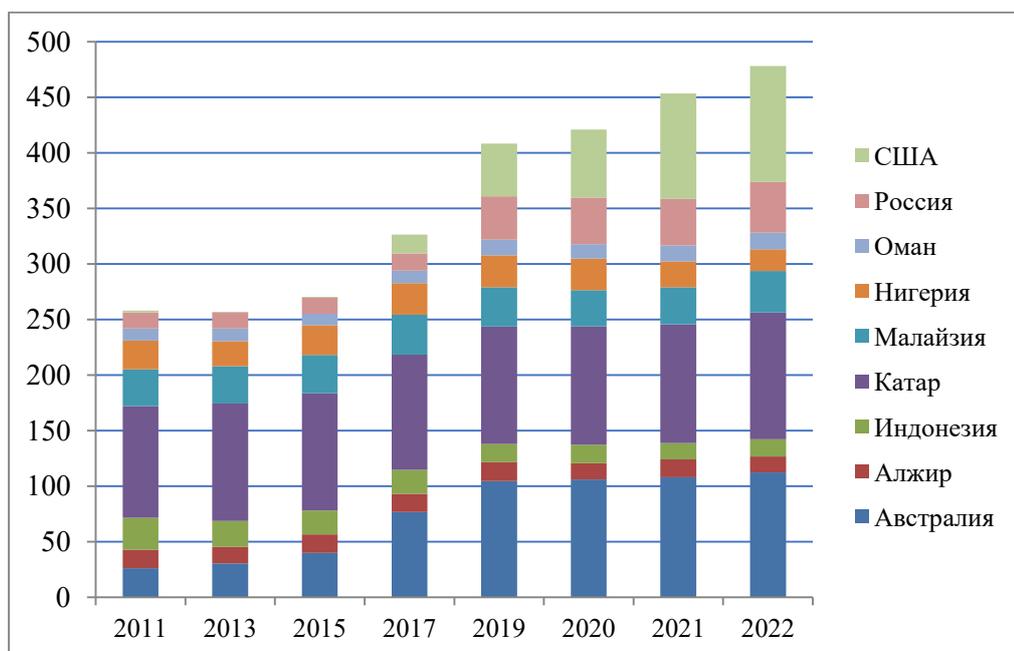


Рис. 31. Основные поставщики СПГ в 2011–2022 гг., млрд м³.

Составлено автором на основании данных: [URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 22.08.2023); URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11193> (дата обращения: 22.08.2023)]

В 2022 г. значительно нарастить объёмы поставок СПГ на мировой рынок удалось США — с 95 до 104,3 млрд м³ (+9 %), Австралии — со 108,1 до 112,3 млрд м³ (+3,75 %), Катару — со 106,8 до 114,1 млрд м³ (+6,4 %) и РФ —

с 42,01 до 45,0 млрд м³. Все остальные поставщики либо незначительно увеличили объёмы продаж, как в случае с Индонезией (+0,9 млрд м³), либо сократили объёмы поставок (Алжир, Оман). Тем не менее доля девяти крупнейших поставщиков в общем объёме торговли СПГ по итогам 2022 г. достигла отметки в 88,2 %, тогда как по итогам 2021 г. она составляла 85,9 %.

Основными потребителями американского сжиженного природного газа в 2022 г. стали страны Европы: Нидерланды — 10,78 млрд м³, Испания — 12,02 млрд м³, Великобритания — 13,1 млрд м³, Франция — 16,5 млрд м³. Среди стран Азиатско-Тихоокеанского региона главным импортёром американского СПГ стала Южная Корея — 8,1 млрд м³. Соединённые Штаты, в отличие от остальных экспортёров, имеют реальные возможности для увеличения объёмов экспорта уже в 2023 и 2024 гг. Суммарная мощность всех семи заводов, действующих в стране по состоянию на середину 2023 г., составляет порядка 86 млн т, или 118,5 млрд м³. На стадии строительства находится восьмой завод по сжижению — Golden Pass LNG, его мощность должна составить 16 млн т (22,1 млрд м³), ввод в эксплуатацию намечен на середину 2025 г.

Уже начались работы по строительству третьей линии завода в рамках проекта Corpus Christi Stage, мощность которого должна составить 10,5 млн т (14,5 млрд м³). Напомним, что объём первых двух очередей завода в рамках проекта составляет 10 (13,8 млрд м³) и 5 млн т (6,9 млрд м³) соответственно. В 2023 году началось строительство нового завода на побережье Мексиканского залива по производству СПГ. Проект получил название Plaqueminess LNG, мощность первой очереди завода составит 13,3 млн т (10 млрд м³), а её ввод в эксплуатацию намечен на 2025 г. Сроки реализации второй и третьей очереди пока не определены, их совместная мощность должна составить 6,7 млн т (9,6 млрд м³). По ряду проектов окончательные инвестиционные решения ещё не приняты, и говорить о вероятности их реализации в ближайшие годы достаточно сложно¹⁵².

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в случае успешной реализации проектов Golden Pass LNG, Plaqueminess LNG и Corpus Christi Stage общий объём мощностей по производству СПГ в США к 2030 г. достигнет отметки в 118–120 млн т (163–166,5 млрд м³). При этом объёмы производства могут возрасти ещё, если финансирование для расширения мощностей на уже действующих заводах будет одобрено. В этом случае, конечно, возникнет вопрос об увеличении объёмов добычи или импорта газа из Канады для удовлетворения внутренних потребностей (881,2 млрд м³ по итогам 2022 г.) и выполнения взятых на себя обязательств по экспорту СПГ.

Австралия по итогам 2022 г. стала вторым по объёму экспорта игроком на мировом рынке СПГ — 112,3 млрд м³ (по итогам 2021 г. — 108,1 млрд м³). Ключевыми потребителями австралийского сжиженного природного газа стали страны АТР: Тайвань — 10,1 млрд м³, Южная Корея — 15,9 млрд м³, Китай — 35,0 млрд м³ и Япония — 41,9 млрд м³. Если же говорить о перспективах Австралии по увеличению объёмов экспорта СПГ, то их можно охарактеризовать как неопределённые. Несмотря на рост добычи природного газа на 4,6 млрд м³ по итогам 2022 г. (со 148,2 до 152,8 млрд м³), также отмечен и устойчивый рост

¹⁵² Жильцов С. С. Геополитическое соперничество России и США за европейский газовый рынок // Проблемы постсоветского пространства. 2022. Т. 9, № 1. С. 8–19.

внутреннего потребления, при этом внутри страны около 60 % электроэнергии вырабатывается на угле. Действующая комиссия по конкуренции в такой ситуации, чтобы защитить интересы и права потребителей, была вынуждена обратиться к Министерству ресурсов. Суть обращения состояла в мотивированном обосновании необходимости перенаправления части сжиженного природного газа, предназначенного для экспорта, на внутренний рынок¹⁵³. Это должно было удовлетворить потребности местного населения и компаний, а также стабилизировать цены на газ. Решить вопрос таким способом не удалось, однако результатом стало подписание рамочного соглашения, согласно которому компании-экспортёры подтвердили свою готовность в случае необходимости перенаправить часть СПГ на внутренний рынок. И пока подобное соглашение ежегодно переподписывается, население для удовлетворения собственных потребностей вынуждено закупать солнечные батареи. Особенностью внутреннего рынка является то, что все регионы, где осуществляется добыча природного газа, обособлены и в случае необходимости, например из-за сокращения добычи по какой-либо причине в одном из них, перенаправить потоки не представляется возможным. Более того, в стране уже активно обсуждаются вопросы и даже фигурируют конкретные проекты по строительству терминалов для приёма танкеров-газовозов с СПГ.

Ещё одной особенностью 2022 г. для Австралии стало то, что спустя 15 лет Великобритания впервые закупила австралийский СПГ. Из-за огромных расстояний по экономическим причинам страны Европы избегали покупки сжиженного природного газа в этой стране, однако энергетический кризис вынуждает искать новых поставщиков.

Учитывая тенденции глобального рынка СПГ¹⁵⁴, а также непростую ситуацию на внутреннем газовом рынке Австралии, можем предположить, что в ближайшие годы объём производства и экспорта сжиженного природного газа будет колебаться в диапазоне от 85–90 (61,6–65,2 млн т) до 125 млрд м³ (90 млн т). Нижняя граница объясняется наличием действующих долгосрочных контрактов, которые заключены австралийскими компаниями с зарубежными, в первую очередь с представителями стран АТР. Верхняя граница представляет собой величину, равную максимальным производственным мощностям, которыми Австралия располагала на середину 2023 г. Теоретически эти мощности могут быть увеличены, однако никакой информации о финансировании расширения действующих проектов нет. А реализация нового проекта — это процесс не быстрый, предполагающий поиск ресурсной базы, разработку и утверждение проекта, и только потом следует этап строительства.

По итогам 2022 г. Катар вновь занял первое место по объёму экспорта сжиженного природного газа — 114,1 млрд м³, или 82,66 млн т (по итогам 2021 г. — 106,9 млрд м³, или 77,45 млн т). Основными потребителями катарского СПГ в 2022 г. стали: Европа — 28 млрд м³, Китай — 24,8 млрд м³, Южная Корея — 13,4 млрд м³ и Пакистан — 8,6 млрд м³. Если же рассматривать страны Европы в отдельности, то наибольшим объёмом экспорта отличились Великобритания — 8,0 млрд м³, Италия — 7,1 млрд м³, Бельгия — 6,8 млрд м³.

¹⁵³ Крупнейшему экспортёру СПГ грозит катастрофический дефицит газа внутри страны // Эксперт. URL: <https://expert.ru/2022/08/1/gaz-kitay/> (дата обращения: 01.08.2023).

¹⁵⁴ Беседина С. С. Влияние пандемии COVID-19 на формирование мирового рынка СПГ // Инновации и инвестиции. 2021. № 5. С. 277–280.

Обращает на себя внимание тот факт, что объём добычи природного газа по итогам 2022 г. составил 178,4 млрд м³, что всего на 1,4 млрд м³ больше, чем годом ранее. При этом объём экспорта СПГ за этот период увеличился на 7,2 млрд м³, это свидетельствует о снижении потребления природного газа внутри страны, что подтверждают и официальные данные — 40,0 и 36,7 млрд м³ в 2021 и 2022 гг. соответственно. Однако в причинах сокращения потребления ещё предстоит разобраться¹⁵⁵. По итогам 2022 г. производственные мощности катарских СПГ-заводов были загружены более чем на 90 %. Уже сейчас в активной фазе находится строительство четырёх линий нового завода проекта North Field East, суммарная мощность которых составит 44 млрд м³, к середине 2027 г. планируется завершение строительства ещё одного завода (проект North Field South) общей мощностью 22 млрд м³. Для реализации дополнительных объёмов СПГ Qatar Energy — компания, отвечающая за разведку, добычу природного газа и нефти, производство СПГ и экспорт нефтегазовых ресурсов, заключила соглашение с южнокорейской компанией HD Hyundai Heavy Industries на строительство 17 газозовов. Всего к 2030 г. планируется построить 60 новых газозовов, которые будут осуществлять транспортировку катарского СПГ к рынкам сбыта.

Таким образом, уже к началу 2028 г. мощности катарских заводов по производству СПГ составят более 180 млрд м³ (около 130 млн т). Учитывая имеющиеся запасы природного газа, а также средства для реализации новых СПГ-проектов, с высокой долей вероятности можем предположить, что роль лидера на рынке сжиженного природного газа останется за Катаром вплоть до 2030 г.

Согласно официальной статистике¹⁵⁶, Оман экспортировал в 2022 г. 15 млрд м³ СПГ, что на 6 % больше, чем годом ранее. Основными потребителями оманского газа стали страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Индия закупила 1,3 млрд м³ (0,94 млн т), Япония — 3,4 млрд м³ (2,46 млн т), Южная Корея — 6,9 млрд м³ (5 млн т). По состоянию на середину 2023 г. в стране активно реализуются два СПГ-проекта, суммарная мощность которых составляет 15,87 млрд м³ (11,5 млн т): Oman LNG (9,65 млрд м³, или 7 млн т) и Qalhat LNG (4,8 млрд м³, или 3,5 млн т). По итогам 2022 г. объём добычи природного газа достиг 42,1 млрд м³, что на 1,9 млрд м³ больше, чем годом ранее. Внутреннее потребление колеблется в диапазоне от 28 до 28,5 млрд м³/год, и в случае возникновения дефицита Оман закупает газ в Катаре, который по трубопроводу EGDS поставляется в страну.

Таким образом, можно сделать следующий вывод: Оман является относительно небольшим игроком на рынке сжиженного природного газа и таковым останется в среднесрочной перспективе. Никаких предпосылок для увеличения объёмов добычи и строительства новых СПГ-заводов нет, это объясняется относительно небольшими доказанными запасами природного газа, которыми располагает страна — 0,85 трлн м³.

Малайзия в 2022 г. экспортировала 37,4 млрд м³ СПГ, что на 3,9 млрд м³ больше, чем в 2021 г. Основными потребителями малазийского СПГ стали:

¹⁵⁵ Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Тыртышова Д. О. Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция // Энергетическая политика. 2020. № 1 (143). С. 60–69.

¹⁵⁶ Статистический обзор мировой энергетики 2022 года. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads> (дата обращения: 20.08.2023).

Китай — 10,2 млрд м³, Япония — 16,3 млрд м³, Южная Корея — 7,5 млрд м³ и Тайланд — 2,2 млрд м³. Увеличение экспорта обусловлено повышением спроса на сжиженный газ в 2022 г. и стало возможным благодаря росту объёмов добычи с 78 до 82,4 млрд м³. При этом объём потребления природного газа в стране второй год подряд останавливается на отметке в 49,4 млрд м³. Общая мощность малазийских заводов по производству СПГ — MLNG Satu, MLNG Dua и MLNG Tiga — 40 млрд м³ (29 млн т), то есть уровень их загрузки составляет примерно 90 %. Учитывая объёмы доказанных запасов природного газа (2,45 трлн м³), добычи, производственных возможностей заводов по сжижению, существующего объёма экспорта и внутреннего потребления, можем сделать вывод о том, что Малайзия в рассматриваемый период способна увеличить производство и дополнительно экспортировать до 2,5–3,0 млрд м³.

По итогам 2022 г. Нигерия экспортировала 19,6 млрд м³ сжиженного природного газа, что на 16 % меньше (на 3,7 млрд м³), чем по итогам 2021 г. (экспорт в 2020 г. составил 28,4 млрд м³). Среди основных потребителей (12,0 млрд м³) можно выделить страны Европейского союза: Испанию — 5,7 млрд м³ и Францию — 1,3 млрд м³, а также страны АТР (5,6 млрд м³): Индия и Япония — по 1,3 млрд м³. Уменьшение объёмов экспорта обусловлено сокращением добычи на 4,8 млрд м³ по сравнению с 2021 г. (40,4 и 45,2 млрд м³) и на 9 млрд м³ по сравнению с 2020 г. (49,4 млрд м³)¹⁵⁷. И если причиной сокращения добычи в 2021 г. были технические проблемы, то в 2022 г. — сильнейшее наводнение, которое затронуло 33 из 36 штатов.

Доказанные запасы природного газа в стране — 5,3 трлн м³. В настоящее время в стране функционирует шесть линий завода по производству СПГ общей мощностью 30,4 млрд м³ (22 млн т), а после ввода в эксплуатацию седьмой линии (строительство ведётся) она увеличится до 41,5 млрд м³ (30 млн т). Национальным оператором СПГ-проектов выступает компания Nigeria LNG, при этом в совместных проектах участвуют и иностранные компании — Total, Addax Petroleum, ExxonMobil, Eni. Таким образом, можно сделать вывод о том, что Нигерия не до конца исчерпала свои возможности и обладает потенциалом для того, чтобы в среднесрочной перспективе нарастить объёмы производства сжиженного природного газа. Для достижения этой цели необходимо оперативно завершать строительство седьмой линии завода и наращивать объёмы добычи газа, хотя бы до показателей 2020 г.

В 2022 г. в числе лидеров по объёмам экспорта СПГ уже традиционно оказалась и Индонезия — 15,5 млрд м³ (11,23 млн т). Среди основных импортёров индонезийского СПГ можно выделить: Китай — 5,1 млрд м³ (3,7 млн т), Южную Корею — 4,4 млрд м³ (3,19 млн т) и Японию — 3,5 млрд м³ (2,54 млн т). Общие запасы природного газа оценены в 1,4 трлн м³. При этом ситуация в нефтегазовом секторе Индонезии неоднозначная, и делать прогнозы относительно её развития довольно сложно¹⁵⁸. Объём годового экспорта СПГ по сравнению с 2021 г.,

¹⁵⁷ Сколько газа у Нигерии и кому она его продает? // AIF.RU. URL: https://aif.ru/money/economy/skolko_gaza_u_nigerii_i_komu_ona_ego_prodat?ysclid=17tgzh6tix262364510 (дата обращения: 22.07.2023).

¹⁵⁸ Eni ввела в эксплуатацию газовое месторождение “Merakes” на шельфе Индонезии // Neftegaz.ru. URL: <https://neftgaz.ru/news/dobycha/678230-eni-vvela-v-ekspluatatsiyu-gazovoe-mestorozhdenie-merakes-na-shelfe-indonezii/?ysclid=17tgim98aj174289580> (дата обращения: 22.07.2023).

увеличился на 0,9 млрд м³, при этом в августе 2023 г. в эксплуатацию успешно введена третья линия завода по производству СПГ мощностью 3,8 млн т, в рамках реализуемого проекта Tangguh Train. При этом объёмы добычи природного газа в последние годы постоянно сокращаются (2022 г. — 57,7 млрд м³, 2021 г. — 59,3 млрд м³, 2020 г. — 59,5 млрд м³, 2019 г. — 67,6 млрд м³, 2018 г. — 72,8 млрд м³), а на правительственном уровне было принято решение об увеличении поставок газа на внутренний рынок для удовлетворения потребностей экономики страны. Поэтому можно говорить о том, что Индонезия в среднесрочной перспективе не сможет нарастить объёмы экспорта СПГ, которые, очевидно, будут колебаться в пределах 14–17,5 млрд м³.

Алжир также в числе лидеров по объёмам экспорта СПГ в 2022 г. — 14,4 млрд м³ (10,43 млн т), что на 1,2 млрд м³ меньше, чем годом ранее. Основными потребителями алжирского сжиженного природного газа стали: Франция — 4,8 млрд м³, Турция — 5,4 млрд м³, Италия — 1,5 млрд м³. Ещё 31,5 млрд м³ природного газа страна экспортировала в Евросоюз газопроводом. Разведанные запасы газа составляют 4,3 трлн м³, при этом стоит отметить, что добыча сократилась со 101,1 млрд м³ в 2021 г. до 98,2 млрд м³ по итогам 2022 г. Причина снижения объёмов добычи природного газа проста: крупнейшие месторождения характеризуются очень высоким уровнем выработки, а для добычи сланцевого газа, который составляет основную часть общих запасов, требуется много пресной воды, с которой также есть серьёзные проблемы. Кроме того, местное население активно выступает против добычи сланцевого газа с применением существующей технологии фрекинга.

Помимо необходимости использования большого количества пресной воды, запасы которой в Алжире ограничены, технология фрекинга также предполагает использование химикатов, которые попадают в подземные источники и отравляют их. Однако главная опасность данного метода в том, что он провоцирует землетрясения.

Ключевым оператором, отвечающим за добычу природного газа, производство СПГ и экспорт является компания Sonatrach. Суммарная мощность четырёх заводов по производству СПГ — 35 млрд м³ (24,8 млн т), что свидетельствует о слабой их загруженности. Обладая значительным потенциалом для увеличения объёмов производства СПГ, Алжир в среднесрочной перспективе не имеет объективных возможностей увеличить добычу газа. Наиболее вероятным представляется, что в ближайшие 3–4 года объём добычи останется на уровне 95–100 млрд м³, при этом с учётом потребностей в природном газе внутри страны можно предположить, что объём экспорта СПГ сохранится на уровне 14–16,5 млрд м³.

Таким образом, анализ современных тенденций развития глобального рынка сжиженного природного газа показал, что объём его потребления продолжает расти. Так, за 2022 г. рынок вырос почти на 5 % и достиг отметки в 542 млрд м³. Основными потребителями СПГ остаются страны Азиатско-Тихоокеанского региона, на чью долю приходится 64 % импорта. Среди отдельных стран-импортёров необходимо выделить Японию — 98,3 млрд м³, Китай — 93,2 млрд м³ и Южную Корею — 63,9 млрд м³. Ключевыми экспортёрами, на долю которых приходится более 88 % рынка СПГ, традиционно остаются Австралия, Катар, Россия, США, Малайзия, Нигерия, Индонезия, Алжир и Оман. Также проведена оценка потенциальных возможностей главных

поставщиков СПГ, определены страны, которые в среднесрочной перспективе могут увеличить объём добычи и производство, а следовательно, и экспорт сжиженного природного газа, — это Катар и США.

3.5. Перспективы реализации российских арктических СПГ-проектов

По состоянию на середину 2023 г. в Российской Федерации успешно реализуются два крупнотоннажных проекта по производству СПГ: «Сахалин-2» (ПАО «Газпром») и «Ямал СПГ» (ПАО «Новатэк»).

«Сахалин-2» — первый российский СПГ-проект, в рамках которого в 2009 г. был введён в эксплуатацию завод по производству сжиженного природного газа. Изначально проектная мощность завода составляла 9,6 млн т (13,25 млрд м³) в год, однако модернизация производственных линий, проведённая в 2020 г., позволила увеличить объём производства до 11,5 млн т (15,87 млрд м³). В рамках проекта добыча природного газа и нефти на условиях соглашения о разделе продукции осуществляется на Лунском и Пильтун-Астохском месторождениях¹⁵⁹, расположенных в Охотском море.

Более 50 % акций принадлежит компании ПАО «Газпром», японским Mitsubishi и Mitsui — 10 и 12,5 % соответственно, Shell — 27,5 %. Новым оператором проекта, согласно Указу Президента РФ¹⁶⁰, стала российская компания ООО «Сахалинская Энергия». Японским и нидерландско-британским компаниям для принятия решения о продолжении/непродолжении участия в совместном проекте было дано 30 дней. Японская сторона выразила заинтересованность в продолжении сотрудничества и получила доли пропорционально тем, которыми владела изначально, представители компании Shell уведомили российское правительство о том, что не собираются получать свою долю в новом операторе. Согласно указу, если один или несколько зарубежных участников проекта отказываются от своей доли, она (доля) должна быть оценена и продана. В настоящее время сделка не завершена, но с большой степенью вероятности можно говорить о том, что доля компании Shell (оценена в 94,8 млрд руб.) в проекте «Сахалин-2» будет выкуплена компанией ПАО «Газпром». Объём производства сжиженного природного газа по итогам 2020–2022 гг. составил 11,5, 10,4 и 11,5 млн т соответственно. Плановым ремонтом производственных линий в 2021 г. объясняется 10 %-е снижение объёмов производства СПГ по итогам года. Основными покупателями в рамках проекта «Сахалин-2» стали страны Азиатско-Тихоокеанского региона — Япония, Южная Корея, Китай и Индонезия¹⁶¹.

¹⁵⁹ «Сахалин Энерджи» возобновило производство СПГ на предприятии «Сахалин-2» // dprom.online: территория для недропользователей. URL: <https://dprom.online/oilngas/sahalin-enerdzhi-vozobnovilo-proizvodstvo-spg-na-predpriyatii-sahalin-2/> (дата обращения: 21.08.2023).

¹⁶⁰ См.: О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций: указ Президента РФ от 30 июня 2022 г. № 416. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202206300033> (дата обращения: 21.08.2023).

¹⁶¹ Фролова И. Ю. Китайский проект «Экономический пояс Шёлкового пути»: развитие, проблемы, перспективы // Проблемы национальной стратегии. 2016. № 5 (38). С. 47–62.

«Ямал СПГ» — проект компании ПАО «Новатэк» и первый российский завод, построенный в Арктической зоне РФ. Газ, предназначенный для сжижения, добывается на Южно-Тамбейском ГКМ, которое расположено на северо-восточном берегу полуострова Ямал. Объём доказанных запасов природного газа составляет около 920 млрд м³, при этом лицензия на освоение месторождения действует до конца 2045 г.¹⁶²

В период с 2017 по 2019 гг. были успешно построены и введены в эксплуатацию три производственные линии мощностью 5,5 млн т каждая. Четвёртая была запущена в середине 2021 г., и, несмотря на относительно небольшую мощность — 0,95 млн т в год, её открытие стало серьёзным достижением отечественной газовой отрасли, поскольку для сжижения газа используется российская технология «Арктический каскад». Её особенностью является то, что для сжижения используется холодный климат Арктики¹⁶³. В планах компании увеличение мощности четвёртой линии завода до 1,5 млн т.

Акционерами проекта¹⁶⁴ выступают ПАО «Новатэк» — 50,1 %, китайские «Фонд Шёлкового пути» и CNPC — 9,9 и 20 %, а также французская компания Total — 20 %.

Несмотря на то, что общая проектная мощность четырёх линий завода составляет 17,45 млн т (24,09 млрд м³), три работают с 20 %-м превышением заявленной мощности, четвёртая — с 6 %-м. Как результат, объём производства СПГ в 2020 г. составил 18,8 млн т (25,95 млрд м³), в 2021 г. — 19,64 млн т (27,11 млрд м³), в 2022 г. — 21 млн т (28,98 млрд м³). Примечательно, что в 2022 г. увеличение объёмов поставок сжиженного природного газа в рамках проекта «Ямал СПГ» пришлось на страны не Азиатско-Тихоокеанского региона, а Европы. За отчётный год с завода в Евросоюз было поставлено СПГ на 13 % больше — 14,65 млн т (20,25 млрд м³), чем по итогам 2021 г. — 12,91 млн т (17,82 млрд м³). Это объясняется возросшим спросом со стороны стран ЕС на сжиженный природный газ после выведения из строя трёх из четырех линий газопровода «Северный поток» и «Северный поток — 2». В сентябре 2023 г. ПАО «Новатэк» было объявлено, что с начала реализации проекта произведено уже 100 млн т (138,1 млрд м³) сжиженного природного газа, при этом в 2023 г. производство СПГ в рамках проекта сократится примерно на 5 %, это объясняется плановым техническим обслуживанием, которое проводилось в июне на второй линии завода, а в августе на третьей.

Опыт реализации данного проекта интересен ещё и потому, что именно здесь была впервые применена российская технология для сжижения — «Арктический каскад». Проектная мощность четвёртой линии — 0,9 млн т (1,25 млрд м³), однако в ближайшее время она будет увеличена до 1,5 млн т (2,07 млрд м³), а суммарная мощность составит — 21,5–22 млн т (29,5–30,5 млрд м³).

¹⁶² Сасаев Н. И. Стратегические возможности развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // Экономика промышленности. 2019. Т. 12, № 2. С. 136–146.

¹⁶³ Юдин С. С., Череповицын А. Е. Партнёрство государства и бизнеса для обеспечения экономической устойчивости сложных промышленных нефтегазовых систем в Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. Т. 25, № 2 (76). С. 7–18.

¹⁶⁴ Проект «Ямал СПГ» // ПАО «Новатэк»: офиц. сайт. URL: <https://www.novatek.ru/business/yamal-lng/> (дата обращения: 25.07.2022).

Успешная реализация среднетоннажного проекта ПАО «Газпром» — «Портовая СПГ», напомним, что две производственные линии суммарной мощностью 1,5 млн т (2,1 млрд м³) были запущены в сентябре 2022 г., хотя и стала ожидаемым, но очень приятным событием. Производство сжиженного природного газа в рамках проекта должно было начаться ещё в 2019 г., однако его запуск постоянно переносился. Сам завод построен в Ленинградской обл., на берегу Финского залива.

Производимый в рамках проекта газ в 2022 г. направлялся на европейский рынок (Греция, Турция), но уже в 2023 г. были зафиксированы поставки и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. При проектировании предполагалось, что часть газа будет поставляться в Калининградскую обл., однако этот вариант рассматривается как альтернативный в случае возникновения проблем с поставками трубопроводного газа, который сейчас поставляется транзитом через Литву.

Еще один проект компании ПАО «Новатэк» — среднетоннажный проект «Криогаз-Высоцк»¹⁶⁵. Завод по сжижению запущен в 2019 г., мощность двух линий — по 330 тыс. т (0,46 млрд м³) каждая. Завод расположен в порту Высоцк Балтийского моря. Производимый в рамках проекта сжиженный природный газ реализуется как на внутреннем, так и на европейском рынке. В настоящее время ведутся работы по увеличению производственных мощностей до 850 тыс. т (1,18 млрд м³).

Согласно официальным данным, добыча природного газа в РФ в 2022 г. сократилась с 762 (по итогам 2021 г.) до 672 млрд м³ (запасы природного газа — около 50 трлн м³). В секторе сжиженного природного газа обратная ситуация: объём производства вырос с 41,2 (29,87 млн т) до 45,7 млрд м³ (32,6 млн т). Это объясняется тем, что все плановые работы по техническому обслуживанию технологических линий (на крупнотоннажных проектах) были проведены в 2021 г. Также увеличился с 39,5 до 45 млрд м³ и объём экспорта. Среди основных потребителей российского СПГ ожидаемо выделяются страны Евросоюза — 19,6 млрд м³ (Франция — 7,4 млрд м³ и Испания — 5,0 млрд м³) и Азиатско-Тихоокеанского региона — 20,6 млрд м³ (Япония — 9,2 млрд м³, Китай — 6,1 млрд м³, Южная Корея — 2,7 млрд м³ и Тайвань — 1,5 млрд м³). Несмотря на санкционную политику в отношении российских энергетических компаний, которой придерживается и Япония, в 2022 г. экспорт российского СПГ в эту страну (относительно 2021 г.) даже вырос. На рис. 32 представлены сведения об объёмах добычи природного газа, экспорта СПГ и внутреннего потребления за период с 2012 по 2022 гг.

Стоит признать, что в последние годы в нашей стране к реализации проектов по производству сжиженного природного газа особый интерес¹⁶⁶, о чём свидетельствует и утверждение в 2021 г. Правительством РФ Долгосрочной

¹⁶⁵ Проект «Криогаз-Высоцк» // ПАО «Новатэк»: офиц. сайт. URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/criogas/> (дата обращения: 23.08.2023).

¹⁶⁶ Селин В. С., Ульченко М. В. Экономическая конъюнктура поставок арктического природного газа в Европу в условиях «украинского кризиса» // Вестн. МГТУ. 2016. Т. 19, № 2. С. 512–520; Lazarev D. M. Reducing the hazardous effects of LNG using quantitative risk assessment // Asia-Pacific journal of marine science and education. 2023. Vol. 12, No. 1. P. 50–61; Ульченко М. В. Российский арктический газовый комплекс: основные проблемы и перспективы развития. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра, 2023. 103 с.

программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации¹⁶⁷. Программа довольно подробная, в ней оценены возможности реализации наиболее вероятных проектов, прописаны основные меры поддержки со стороны государства, на которые могут рассчитывать потенциальные производители.



Рис. 32. Объём добычи и внутреннего потребления природного газа, а также экспорта СПГ за период с 2012 по 2022 гг. Составлено автором на основании данных: [URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 22.08.2023); URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11193> (дата обращения 22.08.2023)]

К числу ключевых методов государственной поддержки относятся:

- нулевая экспортная пошлина на сжиженный природный газ, является основным стимулом для производителей СПГ;
- в рамках реализации СПГ-проектов применяется нулевая пошлина на товары, ввозимые на территорию России;
- нулевая ставка на добычу полезных ископаемых для СПГ-проектов, реализуемых на территории полуостровов Ямал и Гыдан. Данная преференция действует в течение 12 лет или до достижения объёмов добычи газа в 250 млрд м³;
- в Ямало-Ненецком автономном округе для организаций, осуществляющих производство сжиженного природного газа на новом оборудовании, действует пониженная ставка налога на прибыль. В случае ввода в эксплуатацию производственной линии до 1 января 2021 г., в рамках реализуемого проекта для компании в течение 12 лет ставка по налогу на прибыль составляет 13,5 %, для мощностей, которые были введены позднее, — 11,5 %, на тот же временной период;

¹⁶⁷ См.: Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации: распоряжение Правительства РФ от 16.03.2021 № 640-р. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400381407/> (дата обращения: 25.08.2023).

- субъекты Российской Федерации наделены правом для снижения региональной части налога на прибыль до 0%, в случае если добыча и производство СПГ осуществляется на подведомственной им территории;
- участие в строительстве необходимых инфраструктурных объектов непромышленного назначения.

К числу проектов, реализация которых уже идёт полным ходом, следует отнести проект «Арктик СПГ 2» компании ПАО «Новатэк». В середине лета 2023 г. был завершён этап строительства первой линии завода, которое осуществлялось в пос. Белокаменка Мурманской обл., а уже в середине августа платформа морем была отбуксирована к терминалу Утренний. Согласно проекту, уже в конце 2023 года планировалось получить первые объёмы СПГ, при этом на проектные мощности первая линия завода выйдет уже в 2024 г. Всего запланировано строительство трёх линий, каждая из которых будет ежегодно выдавать по 9,11 млрд м³ сжиженного газа. Строительство второй линии уже активно ведётся, и к началу сентября 2023 г. её готовность оценивалась в 80 %, транспортировка морем будет осуществлена в августе 2024 г. Согласно проектной документации¹⁶⁸, на максимальную мощность — 27,33 млрд м³ (19,8 млн т) завод выйдет в 2026 г.

Следующим проектом компании ПАО «Новатэк», реализация которого начнётся уже в августе 2024 г., станет проект «Мурманский СПГ», об этом в июле 2023 г. сообщил глава компании Л. Михельсон. Проектная мощность завода — 28,15 млрд м³ (20,4 млн т), при этом мощность каждой из трёх линий составит 9,38 млрд м³ (6,4 млн т). Первые две линии должны быть введены в эксплуатацию до конца 2027 г., а третья до конца 2029 г. Выбор размещения завода определяется рядом ключевых преимуществ: во-первых, это возможность вывозить СПГ из Мурманского незамерзающего порта без необходимости привлечения газозубов ледового класса или ледоколов сопровождения; во-вторых, близостью расположения Кольской АЭС, имеющей значительный профицит электроэнергии, которая будет использована для охлаждения природного газа. Газ для сжижения будет поступать по газопроводу Волхов — Мурманск, к строительству которого ПАО «Газпром» уже активно готовится.

Проведённый анализ Долгосрочной программы развития производства СПГ в Российской Федерации и стратегий развития крупнейших российских нефтегазовых компаний ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть»¹⁶⁹ показал, что к 2030 г. с высокой долей вероятности будут реализованы такие проекты, как «Арктик СПГ 2» — 27,33 млрд м³, «Мурманский СПГ» — 28,15 млрд м³, «Якутский СПГ» — 24,43 млрд м³ и «Дальневосточный СПГ» — 8,56 млрд м³. К числу проектов, реализация которых также весьма вероятна к обозначенному сроку, необходимо отнести проекты «Арктик СПГ», мощность — 24,43 млрд м³ (ПАО «Новатэк»), и «Комплекс по переработке этансодержащего газа в порту Усть-Луга», мощность — 18,36 млрд м³ (ПАО «Газпром»).

¹⁶⁸ Проект «Арктик СПГ 2» // ПАО «Новатэк»: офиц. сайт. URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/arctic-lng/> (дата обращения: 25.08.2023).

¹⁶⁹ Ульченко М. В., Федосеев С. В. Тенденции развития мирового рынка сжиженного природного газа и перспективы реализации российских арктических проектов // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. Т. 25, № 4 (78). С. 40–57.

Главной проблемой для успешной реализации крупных российских СПГ-проектов остаётся отсутствие отечественных технологий по сжижению. До начала 2022 г. основная ставка делалась на использование зарубежных технологий, однако с началом СВО и последовавшим за ней введением очередного пакета санкций компании, владевшие патентами и поставлявшие необходимое оборудование, были вынуждены покинуть российский рынок. К столь стремительному развитию событий российские компании ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк» оказались не совсем готовы. Не совсем, потому что кое-какие наработки всё же были, и осенью 2022 г. был успешно запущен среднетоннажный проект «СПГ Портовая» мощностью 2,07 млрд м³. В рамках проекта используется отечественная технология «Арктик Каскад», однако предположения о том, что можно масштабировать среднетоннажные проекты по имеющейся технологии в качестве замены крупнотоннажным, специалистами были отвергнуты с пояснением, что экономически это нецелесообразно¹⁷⁰. А уже весной 2023 г. появилась официальная информация о том, что ПАО «Новатэк» получил патент на новую технологию сжижения, которая называется «Арктический микс». Мощность технологической линии может составить более 8 млрд м³ (около 6,5 млн т). Важной особенностью запатентованной технологии является то, что она может использоваться не только в арктических регионах, где низкие среднегодовые температуры окружающей среды.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что Российская Федерация, как Катар и США, имеет достаточный уровень разведанных запасов природного газа для увеличения объёмов добычи и производства СПГ, при этом сейчас у России, в отличие от перечисленных стран, наименьшие производственные мощности для сжижения природного газа. Реализация проектов, которые представлены в долгосрочной программе развития СПГ в России, позволит к 2030 г. увеличить объём производства сжиженного природного газа до 100–130 млрд м³ (72–95 млн т). В табл. 14 представлены данные, характеризующие потенциал основных экспортёров газа в части возможностей увеличения объёмов добычи природного газа и производства СПГ.

Согласно данным (см. табл. 14), можно с уверенностью говорить о том, что Катар, США и Россия обладают колоссальным потенциалом как в части увеличения объёмов добычи природного газа, так и в части наращивания объёмов производства СПГ. При этом России ещё предстоит проделать большую работу по строительству новых СПГ-заводов, в то время как США и Катар уже успешно справляются с этой задачей. Австралия, при благоприятном развитии событий, способна к 2030 г. нарастить объём производства и экспорта СПГ до 125 млрд м³, основная проблема заключается в нерешённости вопроса увеличения объёмов добычи газа, а также в значительном росте внутреннего потребления.

Увеличение спроса на сжиженный природный газ ожидаемо повлекло за собой и увеличение спроса на газовозы, с помощью которых осуществляется транспортировка СПГ. Современный газовоз, или, как его ещё называют, танкер-газовоз, LPG-танкер — это судно, построенное по специальным технологиям, позволяющим поддерживать температуру на отметке –163 °С, и предназначенное для транспортировки природного газа в сжиженном состоянии.

¹⁷⁰ Решающая схватка за СПГ началась // Эксперт. 2023. 8 марта. URL: <https://expert.ru/2023/03/08/reshayuschaya-skhvatka-za-spg-tekhnologii-nachalas/> (дата обращения: 31.08.2023).

Основные экспортёры СПГ по итогам 2022 г., обладающие потенциалом для увеличения объёмов производства и экспорта сжиженного природного газа

Страна-экспортёр	Общий объём экспорта СПГ по итогам 2022 гг., млрд м ³	Возможности для увеличения объёмов добычи природного газа в ближайшие годы	Наличие незагруженных производственных мощностей на начало 2023 г., млрд м ³	Планируемые к 2030 г. производственные мощности, всего, млрд м ³	Планируемые к 2030 г. объёмы поставок СПГ (min-max), млрд м ³
Австралия	112,3	Нет	8	125	125
Алжир	14,4	Нет	20	33	13–16
Индонезия	15,5	Нет	11	27	13–16,5
Катар	114,1	Да	Нет	174	174
Малайзия	37,4	Да	2,5	42	35–40
Нигерия	19,6	Да	10	43	20–41,5
Оман	15	Нет	Нет	16	10–15
Россия	45	Да	Нет	130	100–1300
США	104,3	Да	14,5	165	140–165

Примечание. Составлено автором, в том числе с использованием данных: Статистический обзор мировой энергетики: [Сборник 2023 г.] // ВР. URL: <https://www.energy-transition-institute.com/article/-/insights/statistical-review-of-world-energy-2023> (дата обращения: 22.08.2023); Внешняя торговля // Федеральная служба государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11193> (дата обращения 22.08.2023).

В настоящее время крупнейшими компаниями, обладающими значительным опытом строительства танкеров-газовозов, в том числе последнего поколения Q-max и Q-flex, являются корейские Samsung, Daewoo и Hyundai, китайская Hudong-Zhonghua Shipbuilding, а также японские Mitsubishi и Mitsui.

ОБЩЕЕ число газозовов, которые используются для транспортировки сжиженного природного газа, на начало 2023 г. достигло 700, из них подавляющая часть это танкеры-газовозы вместимостью более 100 тыс. м³. Тенденция к увеличению спроса на новые газозовы очевидна: только за первую половину 2022 г. специализирующиеся на строительстве танкеров компании заключили договоров на 22 млрд долл. (105 танкеров) общей вместимостью почти 18 млн м³. Планируемые сроки ввода в эксплуатацию этих судов — 2025–2027 гг. Для того чтобы понимать, сколь значительны темпы роста строительства новых танкеров-газовозов, необходимо отметить, что в 2012 г. таких судов всего было 362, а их общая вместимость составляла порядка 52 млн м³.

Особенностью реализации крупных СПГ-проектов является то, что практически весь планируемый к производству объём сжиженного природного газа уже на стадии согласования проекта бывает законтрактован на годы вперёд. Так, например, в рамках успешно реализуемого проекта компании ПАО «Новатэк» — «Ямал СПГ» весь газ распределён участниками на 25 лет. При этом строительство газозовов, то есть судов, которые будут осуществлять доставку производимого в рамках проектов СПГ, необходимо начинать заранее, чтобы сроки ввода их в эксплуатацию совпадали со сроками окончания строительства производственных линий. В рамках реализации проекта «Ямал СПГ» по заказу ПАО «Новатэк» было построено 15 газозовов ледового класса Arctic 7, способных самостоятельно (без ледокольного сопровождения) преодолевать преграды изо льда толщиной до 2 м.

Вместимость данных газозовов типоразмера Yamalmax — 172,6 тыс. м³, стоимость строительства одного судна — около 340 млн долл. Необходимость строительства газозовов ледового класса объясняется тем, что произведённый в рамках проекта СПГ по Северному морскому пути транспортируется как в западном (в страны Европы), так и в восточном (в страны Азиатско-Тихоокеанского региона) направлениях. В настоящее время российский парк танкеров-газовозов насчитывает 55 судов, которые обслуживают отечественные проекты или принадлежат компаниям с российским капиталом.

В рамках проекта «Арктик СПГ 2» планируется строительство двадцати одного газозова ледового класса Arc7: пятнадцать будут построены на ССК «Звезда» и ещё шесть — корейской компанией Daewoo Shipping & Marine Engineering на верфи Okpo Shipyard.

Несмотря на появившуюся информацию о том, что корейская компания Daewoo Shipping & Marine Engineering из-за санкций разорвала контракты на постройку газозовов в рамках проекта «Арктик СПГ 2», уже в 2023 г. были продемонстрированы снимки, подтверждающие, что строительство продолжается. В свою очередь, глава ПАО «Новатэк» Леонид Михельсон подтвердил, что контракт не разорван, а переведён на другого владельца. Фотографии были опубликованы компанией Airbus и проанализированы представителями издания High North News при Северном университете Норвегии. Согласно данным

издания, в настоящее время в рамках реализации проекта «Арктик СПГ 2» на разной стадии завершения находится восемь танкеров-газовозов: пять на корейской верфи (три танкера должны быть готовы полностью к концу 2023 г., ещё два — в начале 2024 г.) и три на верфи ССК «Звезда».

Стоит отметить, что суда, строительство которых осуществляется на российской верфи ССК «Звезда», были готовы на 50 % к моменту ввода 8-го и 9-го пакета санкций со стороны стран Евросоюза (середина 2022 г.). Основные сложности у компании возникли с доработкой газовых мембран танкеров-газовозов, которые позволяют поддерживать температуру $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$. Изначально их изготовлением должна была заниматься французская GTT, которая является одним из мировых лидеров в области производства таких мембран. При этом нужно понимать, что иностранный бизнес не заинтересован в потере таких крупных контрактов и выход, по всей видимости, нашёлся: GTT сертифицировала ССК «Звезду», в результате российская компания получила право самостоятельно изготавливать криогенные ёмкости по технологии Mark III.

Ещё одним серьёзным испытанием стал отказ европейских производителей поставлять российским компаниям судовые двигатели фирм MAN и Wärtsilä. Альтернативой, скорее всего, станут китайские лицензионные двигатели, правда, вопрос, смогут ли китайцы наладить их серийное производство, остаётся открытым.

По словам Л. Михельсона, компания в рамках проекта «Арктик СПГ 2» ориентируется на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона — Китай, Индию, Пакистан, а также страны Южной Америки. При этом для увеличения объёмов поставок СПГ по восточному маршруту необходимо обеспечение круглогодичной навигации по Северному морскому пути. В том, что навигация будет обеспечена уже к началу 2024 г., убедил президента Российской Федерации Владимира Путина глава Росатома Алексей Лихачев на встрече, прошедшей в середине мая 2023 г. в Кремле¹⁷¹.

Учитывая планы российских компаний по реализации новых арктических СПГ-проектов, содействие в осуществлении которых гарантировано государством (подтверждается принятием Долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа), целесообразно выявить потребности в строительстве новых танкеров-газовозов. При определении потенциально необходимого числа газозовов принимали во внимание следующие объективные факторы: планируемый объём производства СПГ; место добычи и размещение производственных мощностей; предполагаемые рынки сбыта; вместимость танкеров-газовозов — 172,6 тыс. т.

При изменении одного или нескольких параметров число потенциально необходимых для реализации проектов танкеров-газовозов также может измениться. Однако в рамках исследования основной задачей является не установление точного числа судов, необходимых для реализации обозначенных проектов (это задача самих компаний, которые в конечном счёте могут и отказаться от самого проекта или перенести его по времени исполнения,

¹⁷¹ Северный морской путь 2023: предварительные итоги года и планы на будущее // Инвестиционный портал Арктической зоны России. 2023. 16 ноября. URL: <https://arctic-russia.com/article/severnoy-morskoy-put-2023-predvaritelnye-itogi-goda-i-plany-na-budushchee/> (дата обращения 22.10.2023).

когда вводные условия претерпят изменения), — главной задачей выступает определение потенциальных потребностей в газозовах в среднесрочной перспективе и возможностей отечественных судостроительных компаний, в частности ССК «Звезда», в удовлетворении этого спроса. В случае выполнения в обход санкций взятых на себя обязательств со стороны южнокорейской компании Daewoo Shipping & Marine Engineering российские компании смогут ускорить процесс строительства судов, продолжив взаимовыгодное сотрудничество. Также вполне вероятным и здравым представляется вариант заключения контрактов на строительство танкеров-газовозов с китайскими партнёрами: China Merchants Heavy Industry, Yangzijiang Shipbuilding и Hudong-Zhonghua Shipbuilding. Первые две верфи получили лицензии на строительство танкеров-газовозов в прошлом году, а Hudong-Zhonghua Shipbuilding за последние 15 лет передала в эксплуатацию несколько десятков газозовов.

На основании данных о планируемых объёмах производства сжиженного природного газа в реализуемых и вероятных проектах определены потребности российских компаний в новых танкерах-газовозах (табл. 15).

Таблица 15

Потребности в танкерах-газовозах
для реализации российских арктических СПГ-проектов

№ п/п	Компания	Проект и планируемый объём производства СПГ	Потребность в газозовах, ед.
Строящиеся проекты по производству СПГ			
1.	ПАО «Новатэк»	«Арктик СПГ 2», 27,33 млрд м ³	21
Вероятные проекты по производству СПГ			
2.	ПАО «Новатэк»	«Мурманский СПГ», 28,15 млрд м ³	24
3.	ОАО «ЯТЭК»	«Якутский СПГ», 24,43 млрд м ³	5
4.	ПАО «Новатэк»	«Арктик СПГ 1», 27,33 млрд м ³	21
Возможные проекты по производству СПГ			
5.	ПАО «Газпром»	«Печора СПГ», 5,94 млрд м ³	6
6.	ПАО «Роснефть»	«Кара СПГ», 41,4 млрд м ³	30

Примечание. В рамках реализации проекта «Якутский СПГ» планируется строительство магистрального газопровода из Якутии до пос. Аян Хабаровского края, где будут располагаться мощности по сжижению природного газа.

На основании данных (см. табл. 15) можно сделать вывод о том, что полностью удовлетворить потребности российских энергетических компаний в танкерах-газовозах (порядка 100–112 единиц) для реализации запланированных в среднесрочной перспективе арктических СПГ-проектов отечественная судостроительная отрасль в лице ССК «Звезда» не сможет. Поэтому для решения задачи обеспечения российских арктических проектов танкерами-газовозами соответствующего класса необходимо:

- искать возможности для продолжения сотрудничества с верфями из Южной Кореи;

- заключать контракты с китайскими компаниями, такими как China Merchants Heavy Industry, Yangzijiang Shipbuilding и Hudong-Zhonghua Shipbuilding;

- искать пути для обеспечения самостоятельного полного цикла производства танкеров-газовозов, в том числе и класса Arc7, а также расширять производственные мощности ССК «Звезда» для удовлетворения возросших потребностей.

Таким образом, в рамках подраздела 3.5 монографии выделены ключевые реализуемые в Российской Федерации проекты по производству сжиженного природного газа. Это проекты компании ПАО «Газпром» — «Сахалин-2» и «Портовая СПГ», а также проекты компании ПАО «Новатэк» — «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк».

Кроме того, определены основные СПГ-проекты российских компаний, для реализации которых в ближайшей перспективе есть все предпосылки, это арктические проекты «Арктик СПГ 2», «Мурманский СПГ», «Якутский СПГ», а также неарктический проект «Дальневосточный СПГ». В случае успешного запуска этих проектов и вывода их на проектные мощности, доля России на глобальном рынке СПГ к 2030 г. возрастет до 15–17 %. Также определены основные потребности российских компаний в среднесрочной перспективе в новых танкерах-газовозах.

4. АРКТИЧЕСКИЙ УГОЛЬ: ПОТЕНЦИАЛ И ВОЗМОЖНОСТИ

4.1. Арктический уголь: генезис экономического интереса

В данной разделе будут рассмотрены вопросы, посвящённые освоению угольных запасов западной части Российской Арктики, от прошлого к настоящему. Это требует обозначить границы данного исследования, поскольку восточная часть российской Арктики также богата угольными ресурсами, освоение которых нашло своё отражение в современной повестке арктической экономической политики. Итак, восточная граница Западной Арктики в пределах морского пространства совпадает с восточной границей Карского моря: Северный полюс — мыс Арктический (81°16' с. ш., 95°43' в. д.) — мыс Прончищева (77°32' с. ш., 105°54' в. д.). Североземельные проливы Вилькицкого, Шокальского и Красной Армии относятся к акватории моря Лаптевых; континентальная региональная граница проходит по долготе мыса Челюскин (104°18' в. д.) на юг, далее на запад по южной границе входящих в Арктическую зону территорий Красноярского края, Ямало-Ненецкого и Ненецкого автономных округов, Архангельской и Мурманской областей, республик Коми и Карелия. Будет рассмотрена история угледобычи на Шпицбергене, поскольку освоение именно этих месторождений положило начало добычи угля в Арктике и способствовало решению «задачи государственной важности» по распространению русского каменного угля в Северо-западном районе в начале XX в.

История добычи угля в западной части Российской Арктики тесно связана с вопросами закрепления арктических территорий за Российским государством, экономическими процессами на севере страны и развитием мореходства в арктических морях. По свидетельствам историков, в конце XIX — начале XX вв. в России наблюдался рост потребления каменного угля в связи «...с возникновением новых предприятий, специально рассчитанных на потребление каменного угля, и только в незначительной части за счёт вытеснения древесного топлива»¹⁷². Возраставшее потребление каменного угля российской промышленностью продиктовало необходимость освоения новых месторождений, причём в силу неразвитости транспортных коммуникаций ставилась задача поиска угольных месторождений, географически приближённых к потребителям (металлургическим заводам, железным дорогам, морским судам и т. д.)

Добыча арктического угля в России берёт своё начало с архипелага Шпицберген. Со второй половины XIX в., после отмены крепостничества, в стране ускорилось развитие производительных сил, что обусловило активное вовлечение в систему русского национального оборота северных и восточных окраин, богатых природными ресурсами. Важным достижением стало развитие всех видов транспорта, что, по словам К. Маркса, вело к сокращению пространственного отдаления во времени¹⁷³. Несмотря на то, что основными видами деятельности были рыболовство, охота, оленеводство и морской зверобойный промысел, государство видело новые перспективы в освоении удалённых территорий для достижения общенациональных экономических интересов. Государственная

¹⁷² См.: Кафенгауз Л. Б. Эволюция промышленного производства России. М.: Эпифания, 1994. 848 с. (Памятники экономической мысли).

¹⁷³ Маркс К. Капитал. Изд. 8-е. М.: Партиздат ЦК ВКП б, 1936. Т. 2, кн. II. С. 215.

политика была направлена на поиск новых ресурсов путём проведения специальных правительственных мероприятий по разведке естественных богатств, строительству дорог, портов, расширению арктического мореплавания.

В 1860-х гг. предпринимались попытки промышленной эксплуатации каменного угля в Печорском бассейне, однако они не были поддержаны правительством, которое считало данную задачу неосуществимой из-за бездорожья, и встретили существенное противодействие со стороны предпринимателей южного горнопромышленного района России¹⁷⁴.

Политика в отношении каменноугольных запасов Шпицбергена была подкреплена не только экономическими, но и политическими причинами, а именно необходимостью закрепления российского присутствия/интереса на архипелаге. В конце XIX — начале XX вв. Шпицберген посетили полярные экспедиции разных стран. Большой интерес вызывали его каменноугольные богатства, в конце XIX в. местным углём заинтересовались предприниматели Норвегии, Швеции, Англии, США и Германии. В 1899 г. уголь со Шпицбергена впервые был доставлен одним из китобоев в Норвегию¹⁷⁵.

В составленном П. А. Кропоткиным «Докладе комиссии, избранной Отделением географии физической для разработки плана снаряжения экспедиции для исследования русских северных морей» отмечалось, что на архипелаге Шпицберген найдены небедные залежи каменного угля. Промышленное значение такого открытия очевидно, если «принять в соображение будущее увеличение промыслов и такую важную для северных морей замену парусных судов паровыми»¹⁷⁶. В 1905 г. XXIX Съезд горнопромышленников юга России подчеркнул «государственно-национальную важность» замены иностранного угля русским и ходатайствовал перед правительством о распространении русского каменного угля в Северо-западном районе, особенно в портах Балтийского моря. Однако распространение южнорусского угля на Северо-Западе было затруднительным и дорогим из-за отсутствия транспортных коммуникаций и высокой конкуренции с импортным (английским) углём, который доставлялся в Россию дешёвым морским путём. В этих условиях русские предприниматели и правительство обратили серьёзный свой взор «к каменноугольным богатствам Шпицбергена»¹⁷⁷.

Для реализации «нового» интереса к каменноугольным запасам Шпицбергена в конце XIX — начале XX вв. в России была создана взаимосвязанная система регулирующих институтов — организаций, которые определяли научное изучение перспективных в промышленном отношении месторождений угля и выработку дальнейших политических инициатив по вопросу правомочности присутствия России на архипелаге (Министерство иностранных дел (Второй департамент)), а также вопросы обеспечения топливом путей сообщения, государственных и общественных учреждений и предприятий,

¹⁷⁴ Белов М. И. Советское арктическое мореплавание 1917–1932 гг. // История открытия и освоения Северного морского пути: в 4 т. Т. 3. Л.: Мортранспорт, 1959. 508 с.

¹⁷⁵ Там же.

¹⁷⁶ См.: Кропоткин П. А. Экспедиция для исследования русских северных морей: Доклад комиссии, избранной Отделением географии физической для разработки плана снаряжения экспедиции. СПб., 1871.

¹⁷⁷ Белов М. И. Советское арктическое мореплавание 1917–1932 гг. 1959. Т. 3. 508 с.

работающих для целей государственной обороны (Особое совещание для обсуждения и объединения мероприятий, имеющих особо важное значение, при Министерстве торговли и промышленности (1915–1917; с 1917 по 1918 г. — Особое совещание по топливу при Временном правительстве)¹⁷⁸.

Решению вопроса о разработке шпицбергенского угля на русских предприятиях способствовал ряд успешных экспедиций, носивших практический характер. Первой необходимо отметить экспедицию В. А. Русанова (1912 г.), которая позволила Российскому государству обеспечить правомочность своего присутствия на арктическом архипелаге Шпицберген. Экспедицией было обследовано в геологическом отношении около 1000 км побережья, составлена карта каменноугольных месторождений, на которой обозначено местоположение остолблённых экспедицией участков и поставленных 28 заявок¹⁷⁹. Далее экспедиция под руководством Р. Л. Самойловича (1913 г.) была совершена по заданию организованного группой петербургских и архангельских коммерсантов товарищества на вере торгового дома «Грумант А.Г. Агафелов и Ко», она произвела детальную геологическую разведку этого района и вывезла образцы угля в Санкт-Петербург¹⁸⁰. Запасы угля в пределах заявки торгового дома «Грумант», по подсчётам тех лет, составляли 4,2 млрд пудов. Возможность снабжения железнодорожной сети и обрабатывающей промышленности российского Севера твёрдым минеральным топливом «русского происхождения» вместо английского сулила очевидные экономические и политические выгоды. Практическим решением вопроса занялось Особое совещание по топливу¹⁸¹.

События Февральской революции отсрочили начало эксплуатации угольных месторождений. После установления дипломатических отношений между СССР и Норвегией в 1924 г. российские экономические интересы на архипелаге были оговорены особым соглашением¹⁸². В 1925 г. научно-исследовательское судно «Персей» доставило на Шпицберген первую советскую геологоразведочную партию. В апреле того же года профессор А. Н. Сидоров докладывал о ситуации, сложившейся со шпицбергенским углём на Первом всесоюзном горном научно-техническом съезде. В резолюции съезда было отмечено следующее¹⁸³:

- шпицбергенский уголь имеет важное значение для северо-западной области СССР и может освободить зависимость СССР от английского угля;
- необходимо развить русское каменноугольное предприятие на Шпицбергене ускоренным темпом, чтобы в ближайшее время можно было добывать не менее 30 млн пудов в год.

¹⁷⁸ Шабалина О. В. История довоенной советской угледобывающей промышленности на архипелаге Шпицберген в документах государственных архивов // Наука на Шпицбергене: История российских исследований / В. Г. Захаров [и др.]. СПб.: Гамас, 2009. С. 129–156.

¹⁷⁹ Русанов В. А. Статьи, лекции, письма. М.; Л.: Изд-во Главсевморпути, 1945. 428 с.

¹⁸⁰ Самойлович Р. Л. Во льдах Арктики: Поход «Красина» летом 1928 года. Л.: Прибой, 1930. 360 с.

¹⁸¹ Зайцев А. Ф. Шпицбергенский уголь. Пг.: Т-во А.Ф. Маркс, 1917. 23 с.

¹⁸² Инновационные основы формирования системы управления теплообеспечением в экономике региона / О. М. Островская [и др.]; М-во образования и науки РФ; ФГБОУ ВПО Петрозаводский гос. ун-т, Кольский филиал. М., 2012. 149 с.

¹⁸³ Ададунов В. А. Каменный уголь и рынки сбыта // Каменноугольная промышленность Груманта (Шпицбергена). Л.: Науч. хим.-техн. изд-во, 1927. С. 37–88.

В 1928 г. Советский Союз приступил к осуществлению первого пятилетнего плана, предусматривавшего масштабное промышленное освоение Европейского Севера СССР, где нехватка топлива ощущалась особенно остро. Значительную часть потребностей в топливе можно было покрыть, как полагали в то время многие специалисты, поставками угля со шпицбергенских рудников¹⁸⁴.

В 1931 г. всё имущество, права и обязательства Советского Союза на Шпицбергене были переданы вновь организованному по постановлению СНК СССР № 836 от 7 октября 1931 г. «государственному тресту по добыче и сбыту угля и других ископаемых на островах и на побережье Северного Полярного моря «Арктикуголь»»¹⁸⁵.

В 1932 г. Декретом № 1606 и постановлением СНК СССР № 1873 от 17 декабря 1932 г. было учреждено Главное управление Северного морского пути (Главсевморпуть, или ГУСМП), перед которым были поставлены задачи¹⁸⁶: проложить окончательно морской путь от Белого моря до Берингова пролива, оборудовать этот путь, держать его в исправном состоянии и обеспечить безопасность плавания по этому пути.

В конце 1934 г. во исполнение постановления СНК СССР и ЦК ВКП(б) о мероприятиях по развитию Северного морского пути, о расширении функции ГУСМП при СНК СССР трест «Арктикуголь» был полностью передан Главсевморпути¹⁸⁷. Система Главсевморпути просуществовала как единая, комплексная универсальная организация пять лет. Затем от универсальности главка отказались: ГУСМП получило право существовать как транспортный комплексный специализированный главк, в задачу которого входили прежде всего освоение морских и речных путей Арктики и развитие научных исследований. Из промышленных предприятий в ведении ГУСМП остались только те предприятия, которые были необходимы развивающимся видам транспорта, в том числе копи Шпицбергена.

Подтверждение необходимости создания собственной топливной базы на Кольском полуострове и высокой потребности в угле со Шпицбергена в 1930-е находит свое отражение как в правительственных документах, так и в материалах 1-й Заполярной геологоразведочной конференции (ноябрь 1932 г.)¹⁸⁸, где активно обсуждали вопрос о создании собственной топливной базы для «кольской и ленинградской металлургии».

В качестве примера заинтересованности Мурманского округа в шпицбергенском угле в 1930-е гг. можно привести письмо в Особую группу ВСНХ СССР исх. № 96/с от 25 октября 1931 г. с грифом «Срочно-Секретно» за подписью председателя Мурманского окрисполкома Зингиса и секретаря Дружинина: «Развитие народного хозяйства Мурманского округа на базе

¹⁸⁴ Шабалина О. В. Становление предприятий советской угольной промышленности на архипелаге Шпицберген по документам РГАЭ и ГАМО // Отечественные архивы. 2010. № 6. С. 38–48.

¹⁸⁵ ГАМО. Ф. Р-162. Оп. 1. Д. 381. Л. 1–3, 7.

¹⁸⁶ Белов М. И. Научное и хозяйственное освоение Советского Севера // История открытия и освоения Северного морского пути: в 4 т. Т. 4. Л.: Гидрометеоздат, 1969. 612 с.

¹⁸⁷ РГАЭ. Ф. 9570. Оп. 2. Т. 1. Д. 14. Л. 79–82.

¹⁸⁸ Труды 1-й Заполярной геологоразведочной конференции 21–27 ноября 1932 г. Л.; М.; Новосибирск: Гос. науч.-техн. горно-геолого-нефтяное изд-во, 1933. 200 с.

неисчерпаемых ресурсов Баренцева моря и горных ископаемых богатств Кольского полуострова — развитие рыбной добывающей (на 1937 г. — 600 траулеров) и обрабатывающей (1400 тыс. т рыбы-сырца), рыбной промышленности, йодного и водорослеообрабатывающего производства, горнодобывающей апатитовой (добыча 6000 тыс. т апатитовой руды) и горнохимической промышленности, алюминиевого производства (1937 г. — 160 тыс. т окиси алюминия), производство фосфорной кислоты (100 тыс. т), термофосфатов и суперфосфатов, развитие мощной металлургии (в 1937 г. — 300 тыс. т выплавки), близ Мурманска на базе Кольских руд магнитного железняка, и магнетитовых руд Мончетундры и Волчьей тундры, добыча высоко ценных металлов и редких элементов (молибден, цирконий, рений), рост грузооборота Мурманского порта (в 1937 г. — 7700 тыс. т против 1000 тыс. т в 1931 г.) и пр., и связанное с разворачиванием указанных отраслей развитие городов Мурманска и Хибиногорска со значительным теплофикационным хозяйством, — вызывают огромный рост потребности в высококалорийном топливе. Топливные же ресурсы Мурманского округа представлены низко калорийными видами — дровами и торфом, к тому же имеющимися в ограниченных размерах и в большей части неудобными для эксплуатации. Доставка каменного угля в Мурманский округ из Донецкого бассейна (не говоря уже о балансе потребления продукции данного района) железнодорожным путём представляется крайне затруднительной, ввиду перегруженности Мурманской железной дороги по направлению к Мурманску. Доставка водным путём связана с двойной перегрузкой, с большим фрахтом».

Рассмотрим потребность округа, в частности, в каменном угле (по учтённым потребителям) в переводе на условное топливо (7000 калорий), на ближайшие годы она выражается, по предварительным подсчётам, в цифрах, приведённых ниже (табл. 16).

Таблица 16

Прогноз потребности в каменном угле городов Мурманск и Хибиногорск, тыс. т

Потенциальные потребители каменного угля	1932 г.	1933 г.	1934 г.	1935 г.	1936 г.	1937 г.
По г. Мурманску, в т. ч. по металлургическому производству	291,5	455	674	950	1300	1300
По Хибиногорску и периферии, в т. ч. по алюминиевому производству	205	480	670	850	900	1220
		180	270	450	450	710
Итого	496,5	935	1344	1800	2030	2520

Примечание. На основе архивных материалов: ГАМО. Ф. Р-162. Оп. 1. Д. 381. Л. 7; Л. 1–3.

На 1-й Заполярной геологоразведочной конференции, как выше уже упоминалось, рассматривали вопрос создания собственной топливной базы для «кольской и ленинградской металлургии», в связи с чем перед учёными была поставлена задача на основе всестороннего изучения геологии всего севера европейской части Союза найти новую топливную базу как можно ближе

к Ленинграду и Кольскому полуострову. В противном случае, стояла задача «переключиться на использование уже известных углей». В представленном на конференции докладе «Угольная база Кольского полуострова»¹⁸⁹ были обозначены вопросы добычи угля на севере — на островах арх. Шпицберген и Новая Земля, на Медвежьем острове. В качестве аргументов в пользу разработки месторождений на Шпицбергене выдвигались: близость до Мурманска (1000 км), когда преодолеть это расстояние в благоприятную погоду при пароходном сообщении можно за четверо суток, и наличие оборудованных шахт. Однако сомнения высказывались по поводу возможных конфликтов международного характера. На Медвежьем острове имелись угольные рудники, но он, как и Шпицберген, принадлежал Норвегии, и основать крупную угольную базу на концессиях было рискованно. На Новой Земле не было точной информации об угленосности, имелись отдельные сведения о местах выхода углей¹⁹⁰.

На континенте по масштабу запасов выделялся Печорский угольный бассейн, который занимал 3-е место после Кузбасского и Тунгусского бассейнов. Но в рассматриваемый период он был ещё слабо изучен и требовал для своего освоения больших капиталовложений (в настоящее время Печорский угольный бассейн по масштабу разведанных запасов угля составляет около 5 028,368 млн т, или 70,2 % от запасов по Арктической зоне РФ). Экспедиции 1920 — начала 1930-х гг., направленные на поиск промышленных углей, открыли угленосный бассейн с большими запасами. В 1930 г. обнаружено Воркутинское месторождение углей. Это стало знаменательным открытием, поскольку найденные угли были высококалорийные и коксующиеся, пригодные для металлургического производства, по качеству не уступающие лучшим маркам донецких углей¹⁹¹. В связи с этим Госплан при Совете Народных Комиссаров принял решение о немедленной разведке и пробной эксплуатации на новом месторождении. В 1932 г. были заложены две наклонные шахты, а в июне 1933 г. были отгружены первые тысячи тонн воркутинского угля промышленным и транспортным предприятиям Европейского Севера. Газета «Известия» (июнь 1933 г.) сообщала, что «в Ненецкую столицу Нарьян-Мар, на территорию Печорского морского порта, из Воркуты пришли первые баржи с углём, добытым за Полярным кругом. Всего с начала навигации прибыло 8 барж с 4160 тоннами угля. Прибыл грузовой «Свердлов», доставивший в Архангельский порт партию печорского угля для Северного флота. Рейс «Свердлова» заменил два угольных маршрута из Донбасса»¹⁹².

Подводя итоги краткого рассмотрения этапов освоения угольных запасов на территории и островах Европейского Севера России в период конца XIX — начала XX вв., можем сделать следующие выводы.

1. *Первостепенное значение транспортных коммуникаций, особенно морских.* Экономическая история хозяйственного освоения северных

¹⁸⁹ Труды 1-й Заполярной геологоразведочной конференции 21–27 ноября 1932 г. 1933.

¹⁹⁰ Там же.

¹⁹¹ Чернов Г. А. Из истории открытия и освоения Печорского угольного бассейна. Сыктывкар, 1962. 143 с.

¹⁹² См.: Данилов М. А. Богатства северных недр: [краткий науч.-попул. очерк о геол. строении и полезных ископаемых Арханг. области]. Архангельск: Сев.-Зап. кн. изд-во, 1977. 119 с.

(арктических) территорий нашей страны свидетельствует о том, что без развития арктического мореплавания и организации надёжных транспортных связей с внутренними рынками промышленное освоение Севера было бы невозможно. Необходимо подчеркнуть важность транспортных морских коммуникаций, как наиболее дешёвых.

2. *Конвергенция («сближение») топливной базы и промышленного производства на Европейском Севере России* фактически направлена на реализацию принципа экономической рациональности, поскольку поиск топливной базы как можно ближе к потенциальным потребителям, в первую очередь, ведёт к сокращению транспортных издержек.

3. *Преимственность и системность в формировании функциональных институтов*, которые занимаются организацией обеспечения топливом путей сообщения, государственных и общественных учреждений и предприятий, работающих для целей государственной обороны.

4. *Первостепенность задачи импортозамещения угля и обеспечение внутреннего рынка.*

В заключение отметим, что в рамках данного подраздела исследование было ограничено временным отрезком от 1880-х до середины 1930-х гг., то есть периодом, когда зарождалась добыча арктического угля и закладывались основополагающие экономические и политические принципы формирования хозяйственной деятельности на Севере России. Развитие угольной промышленности на Европейском Севере, включая арктические территории и восточную часть Севера России, успешно продолжилось до наших дней.

4.2. Современные угольные бассейны Западной Арктики России

Запасы угля в мире разделяют на общие геологические (разведанные полностью или частично) и извлекаемые (подлежат промышленной разработке по экономическим и технологическим условиям). Также имеет место деление углей по их составу и энергетическим свойствам¹⁹³ (рис. 33).

По официальным оценкам, Арктическая зона РФ обладает богатой минерально-сырьевой базой, значительную часть которой составляют горючие полезные ископаемые — природный газ, нефть, уголь. Кроме того, наряду с горючими, наиболее значимыми полезными ископаемыми АЗРФ являются хромовые руды, титан, медь, олово, цирконий, рассеянные элементы (галлий, рубидий), платиноиды, редкоземельные металлы, апатитовые руды, алмазы.

Большие запасы арктического угля, разнообразие условий залегания и качественных характеристик, а также территориальная удалённость месторождений актуализирует задачу их дифференциации по степени конкурентоспособности с точки зрения приоритетности хозяйственного освоения, подтверждённых запасов угольных месторождений.

Разведанные и учтённые запасы арктического угля сосредоточены на 45 месторождениях. Запасы угля, поставленные на баланс категории А + В + С₁ в Арктической зоне РФ, составляют 7162,712 млн т, что соответствует 3,6 % от совокупности запасов угля в Российской Федерации в целом (табл. 17).

¹⁹³ Перспективы угля в топливно-энергетическом комплексе России и мира / И. А. Агафонов [и др.] // Моск. экон. журн. 2022. Т. 7, № 2. DOI:10.55186/2413046X_2022_7_2_99.

Таблица 17

Основные виды горючих полезных ископаемых (ПИ) Арктической зоны РФ

Вид полезного ископаемого	Группа значимых ПИ*	Количество МПИ	Запасы (A + B + C ₁ , для УВС — A + B ₁ + C ₁)	Доля от запасов по РФ, %	Запасы C ₂ , для УВС — B ₂ + C ₂	Забалансовые запасы	Доля от добычи по РФ, %
Жидкие и газообразные горючие полезные ископаемые							
Нефть, млн т	2	282	3 879,470	0,8	4201,377	–	13,2
Газы горючие, млрд м ³							
свободный газ	1	204	37417,491	6,3	16898,309	–	87,4
растворённый газ	1	264	390,6702	5,2	645,663	–	1,3
Конденсат, млн т		157	1352,202	8,0	1303,034	–	71,4
Твёрдые горючие полезные ископаемые							
Уголь, млн т	1	45	7162,712	0,6	2062,962	5735,662	2,0

Примечание. Составлено на основе: Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Арктической зоны РФ (от 15 марта 2021 г.). URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/45bb8bcc7b844220954744c0149a86f4.pdf> (дата обращения: 25.08.2022).

* Цифры 1 и 2 во втором столбце таблицы обозначают, что вид полезного ископаемого, в соответствии со «Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года», принадлежит к одной из трёх значимых для экономики России групп полезных ископаемых.

Бурый уголь или лигниты
Наиболее лёгкий в добыче и, как следствие, дешёвый и востребованный как для генерации энергии, так и в качестве сырья углехимии
Каменный уголь
Применяется в энергетике и в химической промышленности. Около 15 % каменного угля имеет набор свойств, в частности содержание витрена (зольной составляющей), позволяющих подвергать его коксованию с получением металлургического угля
Антрациты
Имеют высокую теплоотдачу, могут применяться в энергетике, металлургии и т. д.; обладают относительно высокой себестоимостью. По данным на начало 2000-х, общие запасы антрацита не превышали 1 % от мировых запасов угля. Разведанные мировые запасы антрацита оцениваются в 28,2 млрд т, российские — в 6,7 млрд т
Графиты
Обладают высокой температурной и химической стойкостью, широко применяются в промышленном производстве. В настоящее время общие мировые запасы графита оцениваются в 1,5 млрд т

Рис. 33. Виды ископаемых углей

Новое экономическое освоение Арктики, развитие СМП, необходимость обеспечения его грузооборота активизировало развитие арктических угольных месторождений. Вместе с традиционными стали развиваться новые «угольные проекты» в республиках Саха (Якутия), Тыва и Хакасия, в Забайкальском и Хабаровском краях, Амурской и Сахалинской областях, Чукотском автономном округе, а также на полуострове Таймыр¹⁹⁴.

Вопросы экономической целесообразности данных процессов (или проектов) находятся в рамках дискуссионного поля. Ряд экспертов считает, что развитие угольных месторождений необходимо лишь как грузогенератор СМП¹⁹⁵, другим потенциал развития арктических территорий видится через формирование «опорных зон развития» в Арктике¹⁹⁶, транспортных и инфраструктурных проектов

¹⁹⁴ См.: Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 № 1582-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/OoKX6PriWgDz4CNNAxwIYZEE6zm6I52S.pdf> (дата обращения: 10.08.2023).

¹⁹⁵ Чурашев В. Н., Маркова В. М. Угольные проекты в арктической зоне России: эффективность и ориентированность // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2021. Т. 3, № 1. С. 107–118.

¹⁹⁶ См.: Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» (с изм. и доп.): постановление Правительства РФ от 30.03.2020 № 484. URL: <https://base.garant.ru/400534977/> (дата обращения: 10.08.2023).

Арктической зоны РФ¹⁹⁷, а также новые экспортные возможности¹⁹⁸, которые открываются на рынках АТР. С позиций рыночной конъюнктуры уголь делится на энергетический и коксующийся. Антрацит и коксующийся уголь достаточно редки в природе. Арктические угольные бассейны (рис. 34) и месторождения содержат разнообразные типы углей (сапропелевые, бурые, каменные, коксующиеся и антрациты), а также графиты, горючие сланцы, угольный метан и другие редкие и ценные элементы примеси¹⁹⁹. Таким образом, преимущества арктического угля обусловлены его разнообразием и особенно наличием и антрацита, и коксующего угля. Основные характеристики марок угля приведены в табл. 18.

Рассмотрим основные угольные месторождения западной Арктики России.

Таблица 18

Общие характеристики основных марок арктического угля

Марка угля, (обозначение)	Содержание углерода, %	Теплота сгорания, ккал	Зольность, %	Применение по отраслям
Бурый (Б)	50–77	4000–5500	25–40	Энергетика
Коксовый жирный (КЖ)	87–90	8500		Металлургия (коксохимическая промышленность)
Газовый (Г)	83	7500–8000	7–35 (в среднем 10–15)	То же
Жирный (Ж)	≈ 86	8000	10–5	«
Коксовый (К)	88–90	8600–8750	до 10	«
Коксовый отощённый (КО)	88–90	8600–8800	5–10	«
Отощённо-спекающиеся (ОС)	89–91	8600	7–40	Энергетика, металлургия (коксохимическая промышленность)
Антрацит (А)	92–98	8000–9000	12–20	Химическая промышленность, металлургия

Шпицберген.

В настоящее время специалисты отмечают истощение запасов угля и снижение его добычи, что в перспективе повлияет на изменение акцентов в деятельности «Арктикугля» как угледобывающей компании, однако и далее она будет выполнять свою миссию «обеспечения и укрепления присутствия» России на Шпицбергене.

¹⁹⁷ Плакиткина Л. С., Плакиткин Ю. А., Дьяченко К. И. Развитие добычи угля в Арктической зоне Российской Федерации: состояние и потенциал развития // Уголь. 2022. № 7 (1156). С. 71–77.

¹⁹⁸ Мальшев Ю., Ковальчук А., Рожков А. Угольная отрасль: поиск ориентиров в эпоху перемен // Энергетическая политика. 2021. № 2 (156). С. 18–29.

¹⁹⁹ Геология и угленосность Российской Арктики в связи с перспективами развития региона / Н. В. Пронина [и др.] // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 42–52.

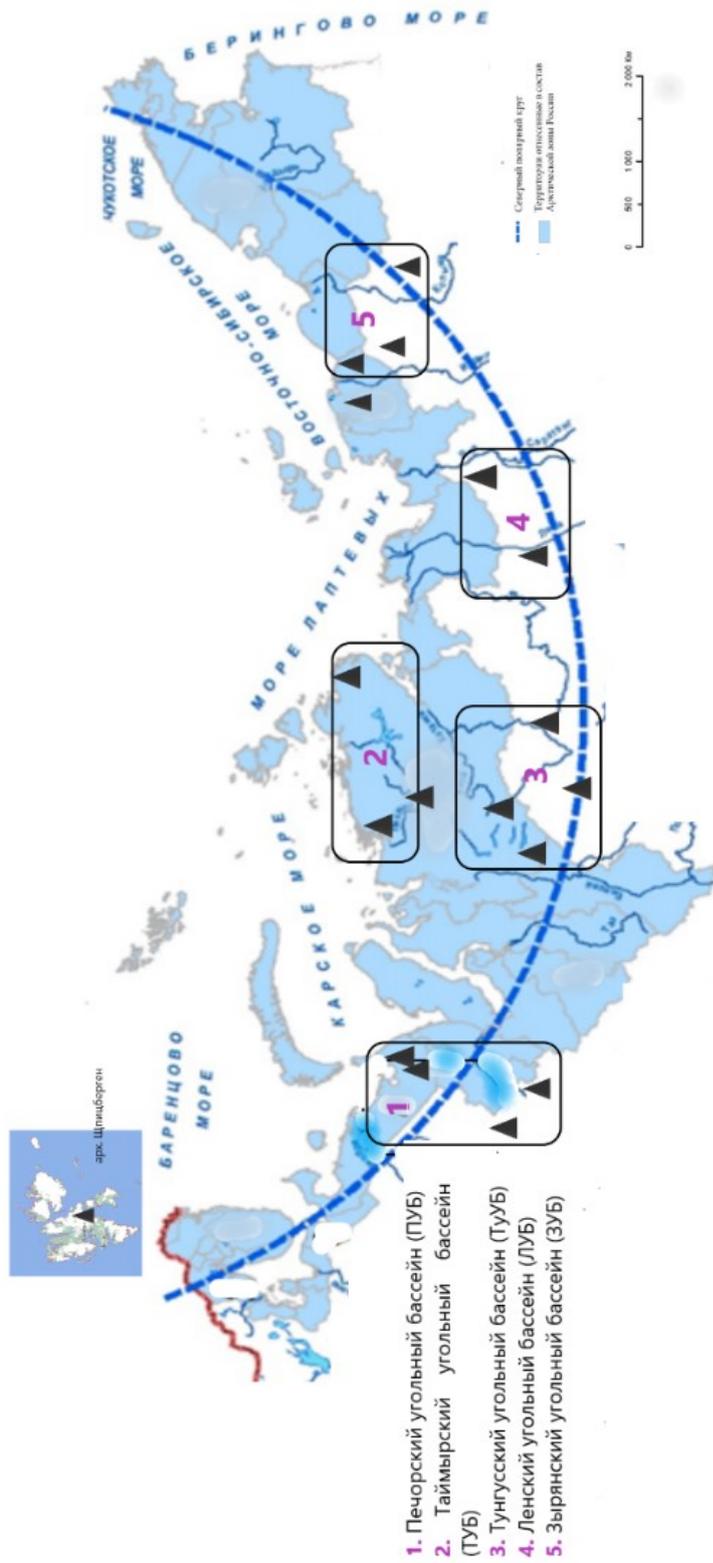


Рис. 34. Основные арктические угольные бассейны и месторождения АЗРФ

Опыт добычи арктического угля на Шпицбергене Россией составляет уже более 90 лет. С 1931 г. присутствие страны на архипелаге обеспечивает компания «Арктикуголь». На рис. 35 представлена известная стена.



Рис. 35. Стела со знаменитым шахтёрским слоганом, пос. Баренцбург (из личного архива)

В октябре 2022 г. государственный трест «Арктикуголь» стал подведомственной организацией Минвостокразвития. На Шпицбергене он занимает территорию площадью 251 км², где расположены три угольные шахты (действующая Баренцбург и две законсервированные — Пирамида и Грумант). За время работы, то есть до 2022 г., трест осуществлял добычу и реализацию около 120 тыс. т/год угля марки 2Ж²⁰⁰. Примерно 66 % угля шло на экспорт, а 34 % оставалось на нужды посёлка²⁰¹ — для обеспечения работы угольной ТЭЦ и котельной (рис. 36).

Уголь отгружался судовыми партиями морским транспортом круглогодично на условиях FOB Баренцбург, Шпицберген, Норвегия. В августе 2022 г. в условиях ограничений на торговлю российским углём в европейских странах предприятие планировало организовать торговлю с Турцией, Марокко и Египтом. В мае 2023 г. главой Минвостокразвития А. Чекуновым было озвучено, что к 2032 г. добычу угля на арх. Шпицберген необходимо сократить²⁰² в три раза — со 120 до 40 тыс. т/год.

²⁰⁰ Арктикуголь: Россия и Норвегия сохраняют конструктивные отношения на Шпицбергене. URL: <https://neftegaz.ru/news/coal/780279-arktikugol-rossiya-i-norvegiya-sokhranyayut-konstruktivnye-otnosheniya-na-shpitsbergene-/> (дата обращения: 18.07.2023).

²⁰¹ Геология и угленосность Российской Арктики в связи с перспективами развития региона / Н. В. Пронина [и др.]. 2019. Т. 21, № 2. С. 42–52.

²⁰² В Минвостокразвития заявили о планах сократить угледобычу на Шпицбергене в три раза // ИА ТАСС. 2023. 10 мая. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17717071> (дата обращения: 18.07.2023).



Рис. 36. Угольная ТЭЦ Баренцбурга, арх. Шпицберген (из личного архива)

Печорский угольный бассейн.

Большая часть запасов арктического угля — 5028,36 млн т, или более 70 % всех исследованных запасов АЗРФ сосредоточена в Печорском угольном бассейне на территории Воркуты — единственного муниципального образования Республики Коми, входящего в состав АЗРФ. Его площадь составляет всего 0,5 % от площади сухопутной части Арктической зоны РФ.

Наиболее значимые по запасам Воргашорское, Усинское, Воркутинское каменноугольные месторождения (предприятие-недропользователь — АО «Воркутауголь»), эти же месторождения лидируют по запасам коксующихся углей, при этом все они относятся к особо ценным маркам. Важно отметить, что чуть меньше половины (44,9 %) исследованных запасов каменного угля Арктической зоны РФ являются запасами коксующихся углей, в том числе запасы угля особо ценных марок.

Печорский угольный бассейн²⁰³ расположен на западном склоне Полярного Урала и Пай-Хоя в Республике Коми и Ненецком национальном округе Арха (рис. 37). Общая площадь бассейна составляет порядка 90 тыс. км², на его территории выделено 32 месторождения, геологические запасы оцениваются в 344,5 млрд т. Основные шахты расположены в Воркуте и Инте, где добывается около 12,6 млн т твёрдого топлива.

Основные потребители добываемого в Воркутинском районе коксующегося угля — предприятия других регионов (Череповецкий, Новолипецкий, Московский и Калининградский металлургические заводы), а также местные — Воркутинская и Интинская ТЭЦ, Воркутинский цементный завод, котельные шахты посёлков, хозяйства железнодорожного транспорта.

²⁰³ Печорский угольный бассейн. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141817-pechorskiy-ugolnyy-basseyn/> (дата обращения: 18.07.2023).

Особенности добычи и географические факторы определяют высокую себестоимость печорского угля. Это связано с подземной разработкой месторождений, где глубина добычи составляет 298 м, что глубже, чем в Кузбассе. Пласты средней мощности 1,53 м (в Кузбассе — 1,85 м) проседают, изгибаются и ломаются, в итоге формируется неблагоприятная экологическая обстановка. Себестоимость добычи увеличивает повышенная за счёт северных надбавок заработная плата шахтёров.

Оценки экспертов на развитие добычи угля в данном регионе различны. Так, учёные²⁰⁴ отмечают падение добычи коксующегося угля. Так, по итогам 2021 г. было добыто на 14,5 % меньше, чем 2020 г., то есть около 8,8 млн т. Результаты геологоразведочных работ свидетельствуют о наличии месторождений коксующегося угля ценной марки КЖ (на Нижнесырьягинском месторождении), пригодного для производства кокса высокого качества. Но в настоящее время его разработка не начата. Несмотря на ряд ограничений, эксперты²⁰⁵ оценивают возможности роста объёмов добычи угля в Воркутинской опорной зоне до 20 млн т, а также возможности увеличения производства брикетной продукции до 60 т в год, протяжённости автомобильных дорог на 450 км, ввода в эксплуатацию 1161 км железнодорожных линий и прироста грузооборота до 24 млн т/год. Более того, Печорский угольный бассейн, содержащий широкий спектр углей разных марок, включая коксующиеся угли и антрациты, представляет большое значение как металлургической, так и химико-технологической промышленности. Кроме того, угленосная толща содержит существенные запасы метана, которые могут быть учтены для пополнения ресурсной базы региона²⁰⁶.

Таймырский угольный бассейн.

Территория, занимающая 2-е место по локализации разведанных запасов угля в Арктической зоне РФ (запасы составляют 19,6 % от запасов по АЗРФ), находится в Красноярском крае на полуострове Таймыр, в непосредственной близости от акватории Карского моря. Площадь Таймырского угольного бассейна составляет 80 тыс. км², прогнозные ресурсы высококачественного угля особо ценных сортов — 185 млрд т. Таймырский угольный бассейн²⁰⁷ известен с 1843 г., который по количеству угольных ресурсов (234 млрд т) занимает 5-е место в стране. Общие ресурсы углей — 217 млрд т, из них кондиционные — 185 млрд т, запасы (A + B + C₁) — 89 млн т.

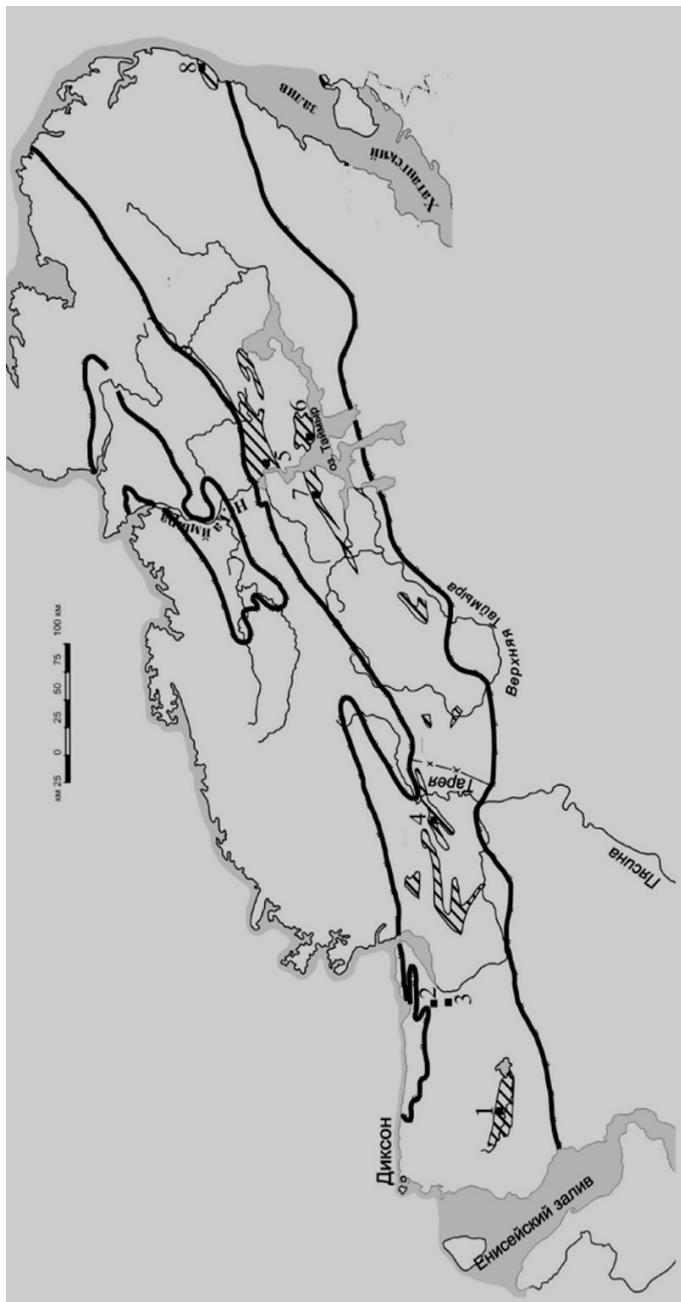
Количество угольных пластов глубиной от 1 до 12 м достигает нескольких десятков (рис. 38). Наибольшие перспективы связаны с западной частью угольного бассейна, существенная часть запасов которого — это антрацит, так называемый «арктический карбон», обладающий высокими характеристиками теплотворности, что особенно ценно для металлургической отрасли. Также имеются значительные запасы энергетических и бурых углей.

²⁰⁴ Плакиткина Л. С., Плакиткин Ю. А., Дьяченко К. И. Развитие добычи угля в Арктической зоне Российской Федерации: состояние и потенциал развития. 2022. № 7 (1156). С. 71–77.

²⁰⁵ Чурашев В. Н., Маркова В. М. Угольные проекты в Арктической зоне России: эффективность и ориентированность // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2021. Т. 3, № 1. С. 107–118.

²⁰⁶ Геология и угленосность Российской Арктики в связи с перспективами развития региона / Н. В. Пронина [и др.]. С. 42–52.

²⁰⁷ Коксующиеся угли Арктической зоны России [В. И. Вялов и др.] // Георесурсы. 2019. № 21 (3). С. 111–129.



- У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я**
-  площади установленного и предполагаемого распространения коксующихся углей
 -  границы бассейна и угленосной площади
 -  границы угленосных районов
 -  4 месторождения и проявления коксующихся углей и их номера.
 - 1 - Сырадасайская площадь; 2 - Озерное;
 - 3 - Пясинское; 4 - Тарейское; 5 - Чернорское
 - 6 - р. Заячьей; 7 - р. Угленосной (проявление);
 - 8 - мыса Цветкова.

Рис. 38. Таймырский угольный бассейн

В Центральной Сибири и на Таймырском полуострове ведётся открытая добыча угля, месторождения богаты высококачественным коксующимся углём (антрацитом), используемым для производства стали и алюминия²⁰⁸. Имеются планы по ежегодной добыче на полуострове Таймыр более 25 млн т только в течение следующих пяти лет.

* * *

Подводя итоги, необходимо отметить перспективность развития угольных месторождений западной части Арктики, за исключением углей на Шпицбергене.

Добыча на арх. Шпицберген должна сократиться до 2032 г. в три раза. В перспективе российское правительство намеревается сменить вектор развития на углубление международного научного сотрудничества со странами БРИКС и привлечь на архипелаг туристический поток. Добычу угля планируется оставить в рамках обеспечения местных нужд.

Печорский угольный бассейн богат высококачественными коксующимися углями, уже занимающими весомую нишу в экономике страны, и антрацитами, которые имеют ценность как технологическое сырьё для производства углеродистых композиционных материалов.

Таймырский угольный бассейн обладает разнообразными угольными запасами, но особо отличается он наличием высококачественного угля — антрацита марок SG, HG и UHG (стандартное, высокое и сверхвысокое качество соответственно).

4.3. Уголь России на мировом рынке

Уголь находится в центре мировой дискуссии о климате и энергетике, поскольку, с одной стороны, является крупнейшим источником энергии в мире для производства электроэнергии, железа, стали и цемента, с другой — крупнейшим источником выбросов двуокиси углерода (CO₂). Однако, несмотря на европейскую повестку «перехода на альтернативные источники энергии», энергетика по-прежнему интенсивно потребляет уголь, фактически в 77 странах мира генерирующая мощность угля с 2000 г. возросла практически в два раза (до 2000 ГВт). Данные показатели были в основном достигнуты за счёт реализации проектов Индии и Китая. Ещё 13 стран к 2030 г. планируют запустить производство электроэнергии с помощью угля²⁰⁹.

Основными мировыми импортёрами угля являются Китай, Индия, Япония, Южная Корея, Тайвань и Германия (несмотря на тенденции ее политики в области ТЭК). Основу импорта в Китай составляет коксующий уголь. В настоящее время в этой стране интенсивно развивается атомная и гидроэнергетика, в связи с чем потребность в энергетическом угле снижается, хотя и остаётся высокой. В то же время металлургическое производство нуждается в коксе, что и обуславливает увеличение спроса в коксующемся угле.

²⁰⁸ Порфирьев Б. Н., Лексин В. Н. Государственное управление развитием Арктики Российской Федерации: задачи, проблемы, решения / науч. ред. В. В. Ивантер. М.: Научный консультант, 2016. 194 с.

²⁰⁹ Перспективы угля в топливно-энергетическом комплексе России и мира / И. А. Агафонов [и др.] // Московский экономический журнал. 2022. Т. 7, № 2. С. 366–382.

В Индии уголь используется преимущественно для производства электроэнергии, в остальных странах-импортёрах он, за исключением Тайваня, востребован в металлургии и в меньшей степени — в энергетике.

Уголь является очень важным энергетическим активом. Если представить мировой баланс потребления энергии по источникам её получения, то видно, что он по-прежнему занимает лидирующие позиции в энергогенерации²¹⁰ (рис. 39).

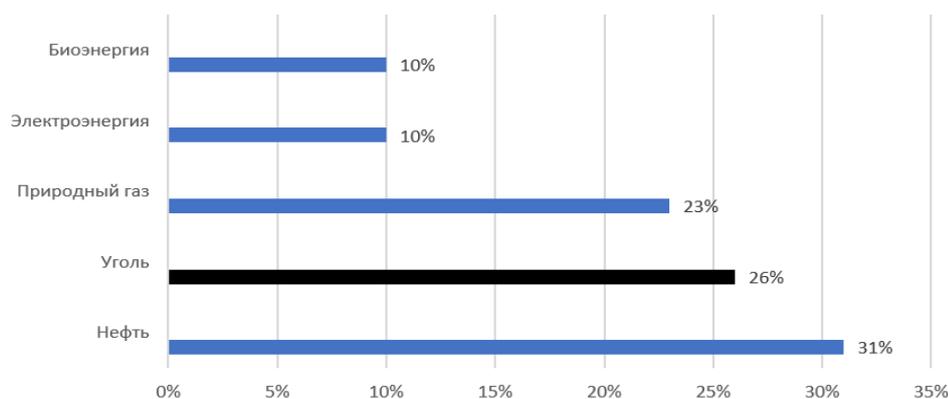


Рис. 39. Доля источника получения энергии в общем объеме ее производства, %

По оценкам экспертов, запасов каменного и бурого угля в земле гораздо больше, чем нефти и газа, и их может хватить на 300–500 лет²¹¹. Россия всегда занимала ведущее место в мировой энергетике, включая добычу и запасы угля. Вместе с тем данные (табл. 19) свидетельствуют о том, что Китай является безусловным лидером по добыче угля в мире²¹² — около 47 %. По этому показателю он во много раз опережает своих ближайших конкурентов: Индию — в 4,8 раза, США — в 5,4 раза, Индонезию — в 6,7 раза, Австралию и Россию — в 7,6 и 8,3 раза. Также необходимо отметить, что на Китай приходится около 53 % мирового потребления угля.

По данным информационного сайта TrendEconomy²¹³, объём мирового экспорта товаров группы «Уголь каменный; брикеты, окатыши и аналогичные виды твёрдого топлива, полученные из каменного угля» в 2021 г. превысил 125 млрд долл. (согласно отчётности 89 стран). Годом ранее этот показатель составил 79 млрд долл. (по данным 92 стран).

Согласно отчёту IEA (International Energy Agency) “COAL — 2022”²¹⁴, в 2022 г. рынки угля сильно пострадали: традиционные торговые потоки были нарушены, спрос вырос на 1,2 %, соответственно выросли и цены. Так,

²¹⁰ Мировой рынок угля. URL: <https://fin-plan.org/blog/investitsii/mirovoy-rynok-uglya/> (дата обращения: 11.08.2023).

²¹¹ Перспективы угля в топливно-энергетическом комплексе России и мира / И. А. Агафонов [и др.] 2022. Т. 7, № 2. С. 366–382.

²¹² Страны лидеры по добыче и запасам угля в мире. 2020. 5 мая. URL: <https://tyulyagin.ru/ratings/strany-lidery-po-dobyche-i-zapasam-uglya-v-mire.html> (дата обращения: 11.08.2023).

²¹³ TrendEconomy: информ. сайт. URL: https://trendeconomy.ru/data/commodity_h2/2701 (дата обращения: 11.08.2023).

²¹⁴ Coal 2022 Analysis and forecast to 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (accessed 11.08.2023).

в августе вступило в силу эмбарго на поставку российского угля в страны Евросоюза, что и спровоцировало рост мировых цен²¹⁵, которые в сентябре 2022 г. достигли своего исторического максимума (рис. 40).

В 2021 г. основными экспортёрами каменного угля в мире²¹⁶ стали Австралия, Индонезия, Россия, США и Канада (табл. 20).



Рис. 40. Динамика мировых цен на уголь

Таблица 19

Страны лидеры по добыче и запасам угля в 2020 г.

№ п/п	Страна	Добыча угля		Запасы угля	
		млн т	%	млн т	%
1	Китай	3 683,0	46,8	130 851	13,2
2	Индия	765,1	9,7	96 468	9,6
3	США	685,4	8,7	220 167	23,7
4	Индонезия	548,6	7,0	26 122	3,5
5	Австралия	485,5	6,2	70 927	14,0
6	Россия	441,3	5,6	69 634	15,2
7	ЮАР	252,7	3,2	9 893	0,9
8	Германия	169,0	2,1	36 103	3,4
9	Польша	122,4	1,6	26 479	2,5
10	Казахстан	117,8	1,5	25 605	2,4
11	Другие	594,0	7,6	81384	7,7
Всего		7 864,8	100	1 054 782	100

²¹⁵ Trading Economics. URL: <https://ru.tradingeconomics.com/commodity/coal> (дата обращения: 11.08.2023).

²¹⁶ TrendEconomy: информ. сайт. URL: https://trendeconomy.ru/data/commodity_h2/2701 (дата обращения: 11.08.2023).

Таблица 20
Основные экспортёры
каменного угля в мире в 2021 г.

Страны	Объём мирового экспорта	
	%	млрд долл.
Австралия	37	46
Индонезия	21	26
Россия	14	17,5
США	7,75	9,7
Канада	4,86	6,09

По оценке BCS Global Markets, до начала угольного эмбарго Россия обеспечивала 70 % потребностей ЕС в энергетическом угле²¹⁷. Так, по данным Минэнерго, экспорт угля из России в страны Европейского союза в 2021 г. составил 48,8 млн т, или 22,6 % от общего экспорта. Подавляющая часть приходилась на энергетический уголь — 45,3 млн т (92,8 %), на коксующийся уголь, необходимый для производства стали — 3,5 млн т (7,2 %).

На мировом рынке угля в период 2022–2023 гг. произошли определённые изменения. Ряд запретов и санкций против России привели к перераспределению глобальных торговых потоков, поскольку покупатели, особенно европейские, стали искать альтернативные источники поставок угля. Кроме того, из-за нехватки железнодорожных мощностей часть объёмов российского угля, ранее отправляемых по железной дороге в Европу или отгружаемых из северо-западных российских портов в сторону Европы, не могли быть оперативно переправлены на восток или юг, что привело к сокращению российского экспорта и ужесточению рынка. «Пробел», образованный в результате ограничения поставок российского угля в Европу, был в основном заполнен Южной Африкой, Колумбией и другими более мелкими производителями, такими как Танзания и Ботсвана. Индонезия, которая начала год с запрета на экспорт угля, чтобы удовлетворить собственный внутренний спрос, ещё раз продемонстрировала свою гибкость, переместив свой экспорт в Европу, чтобы компенсировать дефицит в России. США, напротив, больше не являются поставщиком подменных товаров. Вследствие проблем с инвестициями, нехватки рабочей силы и узких мест на транспорте экспорт угля из Соединённых Штатов несколько сократился, несмотря на высокие цены. Между тем дожди и наводнения в Австралии стали причиной сокращения производства, что, в свою очередь, привело к ограничению рынка.

Общие потери выпадающих объёмов экспорта только от введения угольного эмбарго, по оценкам экспертов, составляют около 50 млн т угля, что в денежном эквиваленте составляет от 8 до 11 млрд долл/год. Российские производители, ориентированные на европейские рынки, стремясь скомпенсировать выпадающие объёмы экспорта, стали ускоренно перенаправлять товарные потоки с запада на восток. Однако экспорт был ограничен пропускной способностью железных дорог, резко возросшей стоимостью фрахта и страхования российских поставок.

По оценкам экспертов Международного энергетического агентства (МЭА), мировой спрос на уголь в горизонте планирования 2022–2025 гг. стабилизируется на уровне примерно 8 млрд т, что соответствует уровню 2022 г. (8025 млн т).

²¹⁷ Евросоюз полностью прекратил закупки российского угля // РБК. 2022. 10 августа. URL: <https://www.rbc.ru/politics/10/08/2022/62e229b39a794791f3187fe3> (дата обращения: 11.08.2023).

к 2025 г. ожидается рост годового потребления угля всех видов на 0,2 % к уровню 2022 г., что составит 8038 млн т/год, в том числе потребление энергетического и металлургического угля — 6945 (0,2 %) и 1078 млн т/год (–0,2 %) соответственно.

Энергетический уголь составляет 76 % (1035 млн т — 2022 г.) всего мирового импорта угля (1341 млн т — 2022 г.), остальные 24 %, или 307 млн т (2022 г.), приходились на металлургический или коксующийся уголь. Крупнейшим поставщиком коксующегося угля с долей 56 % (166 млн т) в 2022 г. являлась Австралия, за ней США с долей рынка 13,4 % (41 млн т) и Россия — 11,4 % (35 млн т). По оценке МЭА, экспорт энергетического угля в 2022 г. из России сократился по сравнению с 2021 г. на 5,9 млн т (до 35 млн т). К 2025 г. он сможет вырасти только на 3,9 млн т/год, в том числе за счёт увеличения пропускной способности железнодорожных путей сообщения (устранения «узких мест»), обеспечивающих грузовые потоки в восточном направлении. Основными драйверами роста потребления угля станут Индия — 10,6 % и страны Юго-Восточной Азии — 12,5 %, в том числе энергетического (9,8 и 12,6 %) и металлургического (21,1 и 12,0 %) соответственно.

Таблица 21

Экспорт угля 2020–2022 гг., включая прогноз до 2025 г.

Регион/страна	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2025 г. прогноз	2022–2025 гг.
	млн т	млн т	млн т	млн т	%
Энергетический уголь					
Индонезия	404	432	469	406	–13,4
Австралия	200	199	184	183	–0,5
Россия	174	174	157	150	–4,5
Южная Африка	72	63	69	52	–24,6%
Колумбия	70	54	52	52	0,0
США	25	36	35	25	–28,6
Другие страны	63	68	79	68	–13,9
Всего в мире	1008	1025	1045	936	–10,4
Металлургический уголь					
Австралия	176	171	166	179	7,8
США	38	41	41	40	–2,4
Россия	38	41	35	39	11,4
Канада	27	26	28	30	7,1
Монголия	19	11	17	18	5,9
Мозамбик	4	4	6	6	0,0
Другие страны	13	13	13	15	15,4
Всего в мире	315	308	307	326	6,2

Что касается Евросоюза, то здесь прогнозируется снижение потребления (–22,4 %), в том числе энергетического (–24,2 %), металлургического (–5,4 %). Эта тенденция чётко коррелирует с импортом энергетического угля (–45,5 %),

металлургического (–5,5 %), то есть рост потребления в странах Европы носил временный характер, вызванный энергетическим кризисом, обусловленным прекращением поставок трубопроводного природного газа из России. В среднесрочной (и долгосрочной) перспективе Евросоюз будет продолжать политику декарбонизации экономики в рамках принятого в 2015 г. Парижского соглашения по климату²¹⁸, добиваясь «чистого нуля» к 2050 г. Прогноз по экспорту по видам угля приведён в табл. 21.

Сведения, представленные в табл. 21, свидетельствуют об отрицательной динамике экспорта энергетического угля из России, это связано с тем, что именно данный вид угля в основном поставлялся в ЕС. Как уже отмечалось, страны Евросоюза ввели эмбарго на импорт российского угля, которое вступило в силу с августа 2022 г. Экспорт металлургического угля сохраняет положительную динамику (см. табл. 21), несмотря на небольшое снижение по результатам 2022 г.

По оценкам экспертов, данная динамика имеет краткосрочный характер и расширение поставок на азиатский рынок позволит увеличить экспорт. Заместитель председателя Правительства РФ Александр Новак отметил, что к 2030 г. экспорт угля в страны АТР вырастет²¹⁹ в 1,5–2 раза. Так, с января по март 2023 г. объём экспорта российского коксующегося (металлургического) угля вырос до 17,9 млн т. Отгрузка по железной дороге (включая поставки в порты) увеличилась на 44 % год к году (расчёты Центра ценовых индексов Газпромбанка). Крупнейшими направлениями поставок в конце I квартала стали Китай (3 млн т), Япония и Южная Корея (в совокупности 1 млн т) и Индия (200 тыс. т). По данным Института проблем естественных монополий, за четыре месяца отгрузки угля выросли²²⁰ в Турцию в 1,5 раза — до 1,7 млн т, в Индию в 46 раз — до 1,9 млн т.

В результате рассмотрения некоторых тенденций на мировом рынке угля можно сделать следующие выводы:

Россия входит в десятку лидеров по добыче и запасам угля в мире и является одним из основных экспортёров каменного угля, в 2021 г. её доля в мировом экспорте составила 14 %.

В результате введения санкционной политики против топливно-энергетической промышленности со стороны США и угольного эмбарго ЕС российские угольные компании потеряли в периоде определённую долю мирового рынка угля (–109,6 млн т). По оценке BCS Global Markets, до начала угольного эмбарго Россия обеспечивала 70 % потребностей Евросоюза в энергетическом угле. По оценкам Еврокомиссии²²¹, эмбарго затронет 25 % всего российского экспорта угля на сумму 8 млрд евро в год.

²¹⁸ Paris Agreement (accepted by the UN FCCC 21st session on 12 December 2015 г.). Available at: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement_publication.pdf (accessed 22.03.2023).

²¹⁹ Россия наращивает поставки угля в восточном направлении. URL: <https://rg.ru/2023/04/24/eksport-smenil-marshrut.html> (дата обращения: 11.08.2023).

²²⁰ Экспорт коксующегося угля в I квартале подскочил на 44 % // Ведомости. 2023. 5 апреля. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/05/04/973687-eksport-koksuyuschegosya-uglya-v-i-kvartale-podskochil> (дата обращения: 11.08.2023).

²²¹ Новак рассказал о способах переориентировать 25 млн т угля из ЕС в Азию // РБК. 2022. 10 августа. URL: <https://www.rbc.ru/politics/10/08/2022/62e229b39a794791f3187fe3> (дата обращения: 14.08.2023).

Основными конкурентами России на азиатском рынке коксующихся углей будут Индонезия и Австралия, занимающие лидирующие позиции на мировом рынке экспортёров металлургических сортов в 2022 г. — 469 и 184 млн т, соответственно, что в 3 и 1,2 раза больше российского экспорта (157 млн т).

4.4. Перспективы освоения арктических запасов угля

Развитие угольной промышленности в России занимает определённую нишу среди горючих полезных ископаемых. Несмотря на глобальные тенденции, которые формируют тренд на декарбонизацию промышленности и декларации об отказе от топлива и сырья с высоким углеродным индексом, в период с 2007 по 2021 гг. мировое потребление угля²²² увеличивалось на 14,6 % — с 6 708 до 7 692 млн т. Также на международном рынке с 2010 г. в течение десяти лет наблюдался рост поставок российского угля — с 9 до 15 %. По данным Министерства энергетики РФ²²³, в 2021 г. экспорт угля составил 223,3 млн т (рис. 41), более 90 % составлял энергетический уголь.

Представленные данные и оценки экспертов за последние несколько лет свидетельствуют об изменении географии экспорта и росте поставок российской угольной продукции в Азиатско-Тихоокеанский регион. Коксующий уголь является стабильным рыночным товаром, а спрос на антрацит имеет тенденцию к увеличению. Как было отмечено в подразделе 4.3, Китай является крупнейшим потребителем коксующего угля, так как высокие темпы роста экономики требуют большого количества металла, при этом сам Китай не обладает большим количеством качественного коксующего угля, несмотря на большие запасы энергетических углей²²⁴. Австралия, является активным конкурентом России на рынках Азиатского региона, поскольку имеет большие запасы качественного угля для металлургии с низкой себестоимостью добычи и, в силу удачного географического расположения, близка к основным рынкам сбыта и морским торговым путям. Значительное увеличение спроса на данный товар будет наблюдаться к концу этого десятилетия и далее. Многие предприятия испытывают дефицит угля для металлургии. В среднем рыночная ситуация такова, что коксующий уголь стоит в 2,2 раза больше, чем угли энергетических марок, при этом спрос на коксующий уголь более стабилен, так как в меньшей степени подвержен сезонным колебаниям²²⁵.

Перспективы развития угольной отрасли России, её арктического сегмента и развития арктического региона в целом тесно связаны, особенно в современных экономических и политических условиях. В 2020 г. принята Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года²²⁶.

²²² Ежегодник Enerdata. URL: <https://energystats.enerdata.net/coal-lignite/coal-world-consumption-data.html> (дата обращения: 15.08.2023).

²²³ URL: <https://minenergo.gov.ru/node/437> (дата обращения: 01.08.2023).

²²⁴ Jiahai Yuan. The future of coal in China // Resources, Conservation and Recycling. 2018. Vol. 129. P. 290–292.

²²⁵ Таразанов И. Г., Губанов Д. А. Итоги работы угольной промышленности России за январь–декабрь 2019 года // Уголь. 2020. № 3. С. 54–69.

²²⁶ См.: Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 № 1582-р. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_355241/ (дата обращения: 01.08.2023).

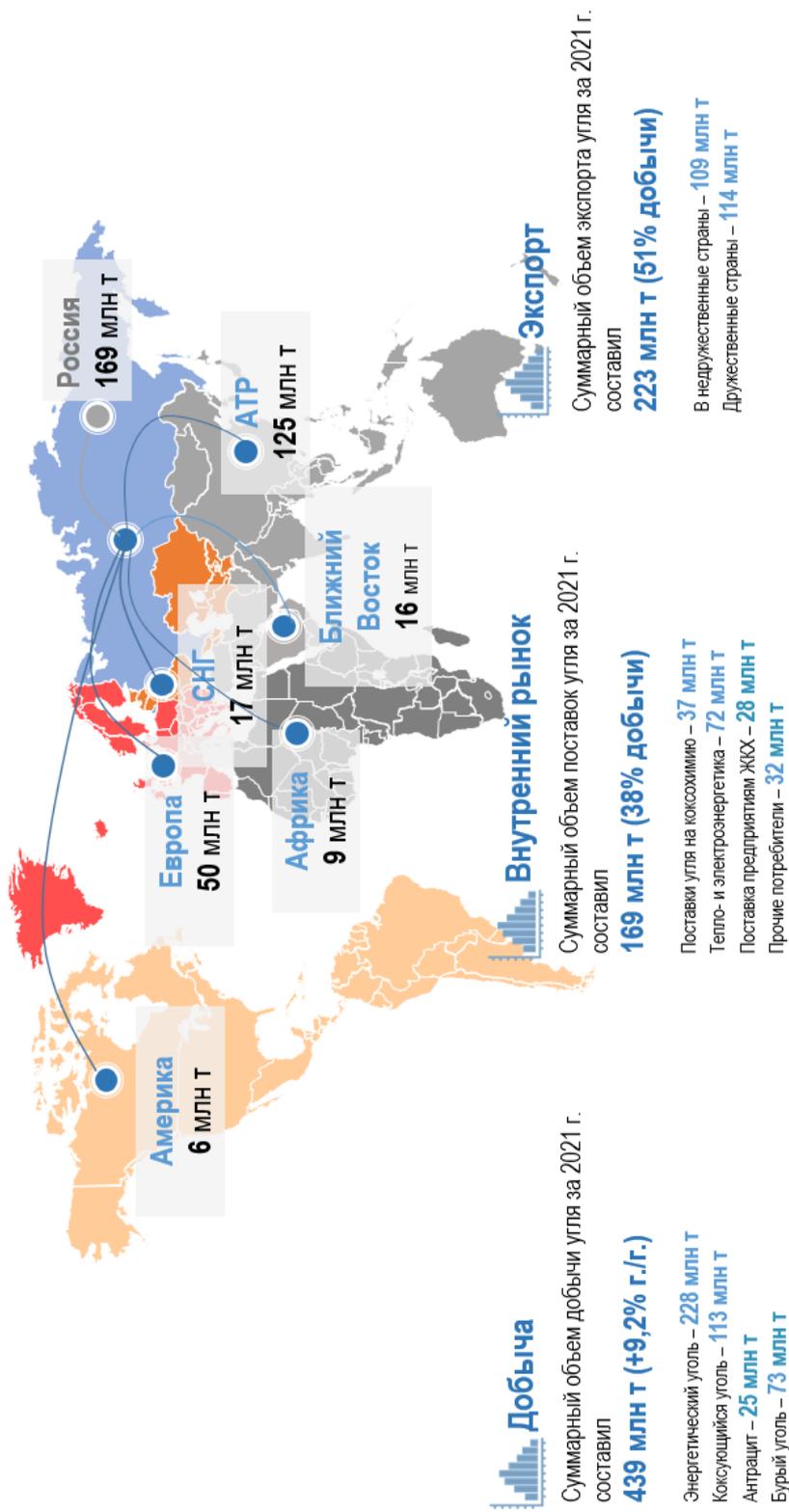


Рис. 41. Поставки российского угля в 2021 г.

Нормативные документы, формирующие перспективное развитие
арктической угольной отрасли

Нормативный документ	Развитие «угольных» направлений
Распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 № 1582-р (ред. от 13.10.2022) «Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года» ^{1*}	Продолжится создание новых центров добычи угля в восточных регионах страны — в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва и Республике Хакасия, в Забайкальском и Хабаровском краях, в Амурской и Сахалинской областях и в Чукотском автономном округе. <i>Начнётся добыча на новых месторождениях антрацитов на п-ове Таймыр в АЗРФ</i>
Распоряжение Правительства РФ от 27.11.2021 № 3363-р «О Транспортной стратегии Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года» ^{2*}	Предусматривает развитие инфраструктуры СМП, строительство новых ледоколов, портов и перегрузочных комплексов, необходимых для комплексного освоения новых территорий и месторождений
Распоряжение Правительства РФ от 01.08.2022 № 2115-р «Об утверждении Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года» ^{3*}	План включает пять разделов. <i>1. Грузовая база.</i> Реализация угольного проекта «Северная звезда» <i>2. Транспортная инфраструктура.</i> Строительство объектов федеральной собственности терминала «Енисей» на базе Сырадасайского угольного месторождения. Строительство комплекса перегрузки угля «Лавна» в рамках комплексного развития Мурманского транспортного узла. Строительство железной дороги по направлению Лавна — Выходной с мостом через реку Тулома (Мурманская обл.) <i>3. Грузовой и ледокольный флот.</i> Строительство флота для угольного проекта «Северная звезда»

^{1*} URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_355241/ (дата обращения: 15.08.2023).

^{2*} URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_402052/ (дата обращения: 15.08.2023).

^{3*} URL: <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/76610.html/> (дата обращения: 15.08.2023).

В Программе отмечено, что, наряду с развитием традиционных центров угледобычи — Кузнецкого, Канско-Ачинского, Горловского и Минусинского бассейнов, будет продолжено освоение угольных месторождений в Восточной

Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации, например, «на севере Красноярского края в Таймырском угольном бассейне».

Большое значение в освоении арктических ресурсов имеет развитие Северного морского пути, модернизация его инфраструктуры как необходимой коммуникации с «новыми» рынками ресурсов. Комплексное развитие арктической угольной отрасли, СМП и арктического региона России прямо или косвенно определено рядом законодательных документов, основные из которых представлены в табл. 22.

По данным ЦДУ ТЭК²²⁷, в 2021 г. доля *арктической добычи* угля в общероссийской составила около 2,7 %, в экспорте — 0,5 %. В целом, наблюдается снижение арктической добычи угля. Так, в 2020 г. добыча составила около 11,3 млн т, что на 18 % ниже по сравнению с 2015 г. (13,8 млн т), в 2021 г. было добыто на 10,5 % ниже по сравнению с 2020 г. В общей добыче воркутинские угли составляют приблизительно 86,3 % чукотские — около 10,8 %, якутские — примерно 2,9 %, добыча на арх. Шпицберген (ФГУП «Арктикуголь», Мурманск) — примерно 0,1 %. На внутренний рынок для удовлетворения коммунально-бытовых нужд поставляется 89 % (9,1 млн т) добытого в Арктике угля, остальные 11 % (1,1 млн т) на экспорт.

Несмотря на снижение общей добычи угля в АЗРФ, инвестиции в новые угледобывающие проекты выглядят привлекательно в силу стабильно растущего спроса на коксующий уголь, устойчивости цен, близости основных потребителей и наличия портовой инфраструктуры. Вследствие удалённости основных центров угледобычи России от морских портов растёт конкуренция среди производителей за мощности для транспортировки по железной дороге. В силу этого наиболее перспективными можно считать проекты, которые включают в себя портовую инфраструктуру, то есть угледобывающие проекты АЗРФ. Именно арктические угольные проекты отличаются логистическим преимуществом, так как товарный продукт не требуется перемещать по железнодорожной сети на значительные расстояния и имеется возможность сразу же воспользоваться морским транспортом для доставки угля потребителям²²⁸. Перспективные угольные проекты включают как инфраструктурное развитие, так и освоение новых месторождений, например, информация о нескольких проектах приведена в табл. 23.

Таблица 23

Перспективные угольные проекты западной части Арктики

Регион реализации, проект	Вид угля	Инвестиции, млрд руб.	Срок окончания
Инфраструктурные проекты			
Мурманская обл., строительство угольного терминала «Лавна»	–	10,675	2024 г.

²²⁷ АО «Росинформуголь» // ЦДУ ТЭК. URL: <https://www.cdu.ru/> (дата обращения: 01.08.2023).

²²⁸ Таразанов И. Г., Губанов Д. А. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2019 года // Уголь. 2020. № 3. С. 54–69.

Регион реализации, проект	Вид угля	Инвестиции, млрд руб.	Срок окончания
Архангельская обл., строительство порта Индига с крупным угольным терминалом	–	300	2025 г.
Красноярский край (п-ов Таймыр), строительство морского порта «Енисей»	–	Н. д.	2026 г.
Освоение новых месторождений			
Республика Коми, Верхнесырьягинское угольное месторождение, участок «Промежуточный»	Коксующийся	2,3	2035 г.
Красноярский край (п-ов Таймыр), Мало- и Нижнелемберовское месторождения	Антрацит	284	2026 г.
	Сарадысайское месторождение	Коксующийся, 2Ж	45

Печорский угольный бассейн. По оценкам экспертов, к 2030 г. рост объёма добычи каменного угля по Воркутинскому району прогнозируется не более 2,2 млн т с учётом добычи при освоении Верхнесырьягинского угольного месторождения участка «Промежуточный».

Таймырский угольный бассейн — наиболее перспективный с точки зрения экспортного потенциала в рассматриваемой части российской Арктики. В Таймырском бассейне выделяют Восточный и Западный угленосные районы. Высокое качество углей и значительные запасы и ресурсы определяют Западно-Таймырский угленосный район как наиболее перспективный.

Основной инвестор в настоящее время — компания «Северная звезда», которая входит в холдинг AEON.

Объектами развития стратегических приоритетов Западно-Таймырского угленосного района являются:

- инфраструктурные — порт Диксон: причальный комплекс генеральных грузов — 2, нефтеналивных — 1; угольный терминал «Чайка» с проектной мощностью по объёмам угольной перевалки — 15 млн т/год; морской порт «Енисей» с угольным терминалом с проектной мощностью по объёмам угольной перевалки — до 10 млн т/год;

- ресурсные — Сырасадайское месторождение, запасы угля (коксующийся, 2Ж) — 5,8 млрд т, и Малолембовское месторождение, запасы угля (антрацит) — 1,2 млрд т.

Наибольшим потенциалом по совокупности факторов обладает Сырасадайское месторождение, которое, во-первых, имеет выгодное расположение в относительной близости от морских и речных коммуникаций (находится в 100 с лишним километрах от пос. Диксон, в междуречье Енисея, рек Пясины и Сырасая), во-вторых, большие запасы (5,8 млрд т) включают ценные сорта коксующихся углей: Г (газовые), Ж (жирные), К (коксовые) и ОС (отошённо-

спекающиеся). Все они пользуются большим спросом на рынках, особенно азиатских. Близость к морским коммуникациям СМП позволяет на системной основе обеспечить, что очень важно для потребителей, поставку на экспорт наиболее востребованных коксующихся углей, имеющих высокие качественные характеристики. Реализация данного проекта стартовала весной 2021 г. под началом компании «Северная звезда», владеющей лицензией на разработку Сырадасайского месторождения. В рамках проекта строительство угольного разреза: на первом этапе мощностью 5 млн т, на втором — 10 млн т в год, а также строительство обогатительной фабрики, морского порта «Енисей» и аэропорта «Таймыр». В результате, по оценкам владельца холдинга AEON²²⁹ Р. В. Троценко, угольный кластер будет создан до 2040 г.

В марте 2023 г. прошёл Красноярский экономический форум, на котором Олег Демченко, председатель совета директоров «Северной звезды», дал комментарии деловому изданию «Ведомости»²³⁰ о ситуации на Сырадасайском месторождении. Компания, во-первых, начала промышленную добычу угля и поставки продукции в Китай, во-вторых, она планирует поставки на внутрироссийский рынок, в-третьих, временно приостановлен проект строительства обогатительной фабрики из-за проблем с поставками оборудования, связанных с запретом США (март 2022 г.) на новые инвестиции в ТЭК России²³¹, и, в-четвёртых, меняется схема транспортировки угля.

Таким образом, следует заметить, что на Таймырском полуострове наиболее перспективными являются Сарадасайское, Мало- и Нижнелемберовское угольные месторождения (табл. 24). В настоящее время они находятся на разных этапах процесса освоения — от получения лицензии до первой отгрузки. В перспективе совокупность освоенных месторождений позволит создать на полуострове мощный углепромышленный кластер.

При выходе компании «Северная звезда» на проектные мощности по добыче и продажам угля финансовая выгода для регионального бюджета очевидна: планируемые налоговые отчисления в краевой и местный бюджеты составят до 5 млрд руб. в год. Кроме того, вложения в инфраструктуру региона будут положительно сказываться на качестве жизни местного населения. Запланировано создание около 3000 новых рабочих мест на стадии строительства и еще 950 для работы на готовых объектах.

Инфраструктура проекта будет способствовать социально-экономическому развитию как самого полуострова Таймыр, так и всего региона (Красноярского края), например, строительство нового аэропорта «Таймыр» снимет проблемы с доставкой людей и грузов.

Отсюда следует, что освоение Таймырского угольного бассейна направлено на решение государственных задач и обеспечение стратегических приоритетов:

- увеличение загрузки Северного морского пути;
- расширение хозяйственной деятельности на труднодоступных территориях и, следовательно, закрепление присутствия России в Арктике;

²²⁹ «Северная Звезда» Троценко начала поставлять уголь в Китай // Ведомости. 2023. 3 января. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/03/01/964846-severnaya-zvezda-trotsenko> (дата обращения: 15.08.2023).

²³⁰ Там же.

²³¹ Результатом данных ограничений стало увеличение сроков строительства обогатительной фабрики и переориентация на закупку оборудования у других стран-партнёров.

- расширение перечня поставляемой продукции на мировые рынки, например «арктического карбона», что даст возможность конкурировать с Австралией и Индонезией — мировыми крупнейшими игроками за долю на рынке Азиатско-Тихоокеанском региона.

Таблица 24

Перспективные планы по добыче и вывозу угля
Таймырских угольных месторождений

Каменноугольное месторождение	Запасы	Плановая добыча, млн т/год	Вывоз/планы
Сырадасайское	5,8 млрд т	5–10	Загрузка СМП. Строительство 38 судов ледового класса. Возможен самовывоз покупателем.
Мало- и Нижнелемберовское	69 млн т	2	Собственные угольные терминалы. Сопровождение «Атомфлота» (в зимнюю навигацию)

4.5. Развитие инфраструктуры и системы коммуникаций для экономического освоения арктического угля

Освоение арктического угля и развитие коммуникаций, особенно морских, а также поиск оптимальных связей морских и земных коммуникаций являются наиважнейшими задачами, их решение позволит наладить взаимосвязь арктических хозяйствующих субъектов и соответствующих рынков.

Мурманская обл., расположенная на Северо-Западе России, обладает значительными возможностями для развития угольной перегрузочной инфраструктуры с целью экспорта. Географическое положение региона приближает его к ключевым международным рынкам, а наличие инфраструктуры и экономические преимущества делают область привлекательным местом для увеличения объёмов перегруженного угля и его дальнейшей поставки. Необходимо учесть экологические аспекты и обеспечить соблюдение стандартов безопасности. Развитие угольной перегрузочной индустрии может стать важным фактором экономического роста и диверсификации экономики региона.

Крупнейшим инфраструктурным угольным проектом в Мурманской обл. стало строительство комплекса перегрузки угля (КПУ) «Лавна» (начало реализации 2021 г.), который был запланирован как один из элементов проекта «Комплексное развитие Мурманского транспортного узла». Общая площадь запланированного терминала²³² — 108 га (рис. 42).

КПУ «Лавна» представляет собой высокотехнологичный угольный терминал мощностью 18 млн т/год. Его строительство изначально было обусловлено потребностью в увеличении объёмов экспорта энергетических углей путём

²³² Строительство комплекса перегрузки угля «Лавна» (Мурманская область, Российская Федерация). URL: https://www.bstadb.org/Lavna_SEP_RU.pdf.

введения в строй новых перегрузочных мощностей на территории России, необходимостью перевода грузопотоков из портов Прибалтики в российские и освоения новых рынков сбыта за счёт увеличения грузоподъёмности судов.

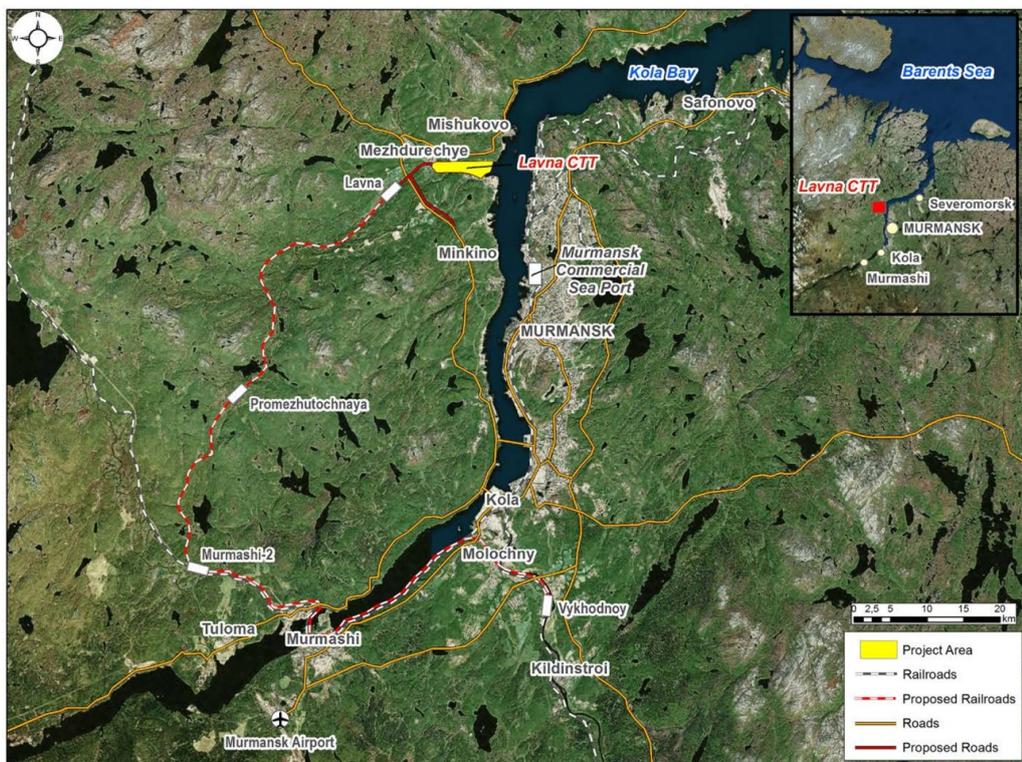


Рис. 42. Карта района реализации проекта

До введения «санкционной политики» схема эксплуатации угольного термина выглядела следующим образом: уголь будет доставляться на площадку КПУ «Лавна» по железной дороге, строительство которой в настоящее время ведётся (эта работа осуществляется в рамках отдельного проекта), далее он будет разгружаться на пересыпных станциях, храниться на площадках для временного складирования угля и загружаться в морские суда при помощи закрытых конвейеров для последующей транспортировки морем (рис. 43).

Мурманская обл. в значительной степени зависит от поставок энергетического угля, поэтому таймырский уголь, часть которого при переработке и сортировке будет попадать в энергетическую категорию, может успешно дополнить традиционные каналы поставок²³³. Крупнейшие котельные и ТЭЦ региона работают на угле, а суровые климатические условия делают поставки данного ресурса для удовлетворения потребностей системы теплообеспечения региона стратегически значимыми, так как являются ключевым фактором функционирования социально-экономической системы региона.

²³³ Основным поставщиком энергетического угля в настоящее время является Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК).



Рис. 43. Строительство причалов и комплекса разгрузки угольного терминала «Лавна». Кольский залив, западный берег, 10 августа 2023 г.

Следует учитывать, что Мурманская обл. — это регион с развитой транспортной инфраструктурой, а железнодорожная сеть этого самого западного арктического региона — часть федеральной железнодорожной сети, кроме того, имеется возможность переброски угля в другие регионы РФ, которые нуждаются в угольных ресурсах.

Вопрос организации экспорта в зарубежные страны с использованием перегрузки в Мурманской обл. зависит от локализации потребителя и может иметь экономический смысл при определённой мировой геополитической конъюнктуре в отношении отечественного экспорта. К примеру, при установлении ограничений на морскую транспортировку российского угля, железнодорожный транспорт может стать альтернативным путём доставки до тех потребителей, которые согласны покупать отечественное сырьё, но не могут этого сделать в силу ограничений от третьих стран или международных организаций.

С практической стороны научный интерес представляет пространственная организация освоения арктических природных ресурсов, способных обеспечить экономическую стабильность и энергетическую безопасность страны. Освоение угольных месторождений Арктики, особенно в рамках новых труднодоступных территорий, не имеющих альтернативных путей сообщения, неразрывно связано с развитием морских коммуникаций, например, таймырские угольные проекты предусматривают фактически безальтернативное использование морской доставки угля по СМП. В рамках реализации комплексного проекта по сорганизации Западно-Таймырского угольного промышленного кластера будет создана новая инфраструктура, связанная непосредственно с отгрузкой и морской транспортировкой угля, а также собственно обслуживающая береговая инфраструктура. После ввода в эксплуатацию нового морского порта, угольных терминалов, железной и автомобильной дорог будет обеспечена возможность выполнения всех видов требуемых работ и операций: приём угля, доставляемого с месторождений автомобильным транспортом; его хранение на складах; швартовочные операции с судами (для чего планируется размещение в акватории порта буксиров); погрузка антрацита на суда и др.

Вопрос о морской транспортировке таймырского угля на экспорт является комплексной задачей, не только экономической, но и политической. Новые геополитические условия, которые уже были отмечены в данном исследовании, сформировали и новые барьеры. Планируемые маршруты транспортировки угля в западном направлении в настоящее время реализовать невозможно, однако восточное направление открыто для освоения новых рынков стран АТР. Так, в октябре 2022 г. первый уголь Сырадасайского угольного месторождения был отгружен на построенный на японской верфи Oshima Shipbuilding балкер Pola Anisia с валовой вместимостью 25,5 тыс. т, дедвейтом 46,4 тыс. т. Примечательно, что балкер Pola Anisia хотя и не имеет ледового класса, однако получил право самостоятельного прохода по всем 28 районам акватории СМП²³⁴ на период с 22 сентября по 15 октября 2022 г. Итак, первая партия угля была доставлена в китайский порт Цзяньинь, где расположен крупный угольный терминал, маршрут составил 11360 км.

В современных условиях наиболее перспективными импортёрами арктической угольной продукции могут стать Китай, Турция, Индия, Вьетнам и Бразилия. В табл. 25 представлены маршруты до крупнейших портов с угольными терминалами вышеуказанных стран.

Таблица 25

Возможные направления экспорта арктического угля

Страна	Морской порт	Расстояние от порта Диксон, км	Страна	Морской порт	Расстояние от порта Диксон, км
Восточное направление			Западное направление		
Китай	Цзяньинь	11350	Турция	Мерсин	12340
	Нинбо	11500		Истинийе	12360
	Далянь	11710	Индия	Мумбаи	17580
	Шеньчжэнь	13180		Ченнаи	18670
Вьетнам	Вунгтау	15080	Бразилия	Сантос	17880
	Хайфон	15020		Рио Грандэ	19050

Примечание. Составлено автором на основе открытых источников.

Несмотря на успешный опыт «самовывоза» угля, очевидно, что компании для реализации проекта по освоению Сырадасайского угольного месторождения и угольного кластера в целом требуются собственные суда ледового класса. Изначально было запланировано строительство до 30 балкерных судов²³⁵,

²³⁴ Разрешение № 939 на плавание в акватории Северного морского пути судна без ледового класса выдано: в соответствии с Федеральным законом от 28.06.2022 № 184-ФЗ, на основании заявления от 14.09.2022 № 8/22 Pola Maritime Ltd. от 15.09.2022. URL: <http://www.nstra.ru/files/zayavka/20220915163429%D1%80%20Pola%20Anisia.pdf>.

²³⁵ В середине февраля 2021 г. «Северная звезда» анонсировала строительство собственного флота для вывоза угля с Таймыра по СМП // Neftegaz.Ru. 2021. 17 сентября. URL: <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/697326-severnoy-zvezde-potrebuetsya-40-sudov-chtoby-vyvozit-ugol-s-mestorozhdeniya-na-taymyre/> (дата обращения: 15.08.2023).

которые смогут круглогодично доставлять уголь на экспорт, поскольку судоходство в акватории Таймырского полуострова сопряжено с большими трудностями, так как морской лёд требует помощи ледоколов. Большую часть этих судов планировалось строить за рубежом, в настоящее время эти планы меняются в пользу отечественного судостроения.

Очевидно, что для эффективности экономических проектов в Арктике необходимо опережающее развитие обеспечивающей инфраструктуры СМП. В Стратегии развития Арктики Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года чётко заявлено, что отставание в скорости строительства ледокольного флота, аварийно-спасательных судов и кораблей обеспечения рассматривается как угроза, которая может повлиять на развитие АЗРФ и национальную безопасность²³⁶. Важным условием экономического освоения Арктики является наличие флота современных атомных ледоколов, способных обеспечить безопасную круглогодичную навигацию по СМП. Стратегия предусматривает строительство не менее пяти атомных ледоколов серии проекта 22220, первый из которых, «Арктика», вступил в строй в октябре 2020 г., в 2022 г. выпустили «Урал» и «Сибирь». Россия приступила к строительству корабля класса «Лидер», предназначенного для колки льда на самом труднопроходимом участке СМП. Эти суда позволят обеспечить труднопроходимые участки — от моря Лаптевых через Восточно-Сибирское и Чукотское моря — сделать их доступными для круглогодичной навигации. Таким образом, круглогодичная навигация и выход в федеральную систему магистрального транспортного сообщения позволят оптимизировать арктические топливные поставки не только для внешних потребителей, но и для завоза и распределения топлива в Арктическую зону РФ²³⁷ (табл. 26).

В настоящее время развитие арктической транспортной системы крайне неравномерно. Следовательно, создание Таймырского углепромышленного кластера — это комплексная задача, которая предполагает развитие береговой, региональной и морской инфраструктуры, что позволит использовать перспективные маршруты транспортировки угля (и продуктов его обогащения) морским, речным и железнодорожным транспортом. Вместе с тем необходимо учитывать, что на текущий момент связь с федеральной железнодорожной сетью, которая может позволить осуществлять внутренние перевозки угольной продукции может быть реализована только в западной части СМП, в портах Архангельска и Мурманска. При этом порт Архангельска подвержен обмелению и не все виды кораблей могут свободно зайти в него, поскольку дэдвейт судов ограничен 30 тыс. т, однако есть проекты по строительству глубоководного порта Архангельска, которые могут сделать данный маршрут также привлекательным. На рис. 44 представлена схема транспортной логистики морских коммуникаций Северного морского пути («Запад-Восток»), характеризующая диверсификацию морских маршрутов доставки угля и продуктов его обогащения, при разработке минерально-сырьевых запасов Таймырского угольного кластера.

²³⁶ См.: О Стратегии развития Арктики Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года: указ Президента Российской Федерации № 645 от 26.10.2020. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010260033> (дата обращения: 08.09.2022).

²³⁷ Биев А. А. Формирование территориальной инфраструктуры обеспечения топливно-энергетическими ресурсами в Арктической зоне России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2019. № 3 (65). С. 43–51.

Таблица 26

Доставка топлива на территории АЗРФ

Субъект РФ	Виды транспорта			
	трубопроводный	железнодорожный	водный	автомобильный
Мурманская обл.	–	Нефтепродукты, уголь, СПГ	–	–
Ненецкий авт. округ	Природный газ	–	Нефтепродукты, уголь	Нефтепродукты, уголь
Ямало-Ненецкий авт. округ	Природный газ	Нефтепродукты, уголь	Нефтепродукты, уголь, СПГ	Нефтепродукты, уголь
Чукотский авт. округ	Природный газ	–	Нефтепродукты, уголь	–

Проекты по строительству глубоководного порта в Архангельске, а также проекты по соединению портов СМП с федеральной железнодорожной сетью (Северный широтный ход и др.) значительно расширяют возможности транспортировки угольных ресурсов Таймыра. Кроме того, существует возможность использования великих сибирских рек (например, Енисея) и речного судоходства для транспортировки угольной продукции до федеральной железнодорожной сети. Данный вариант возможен в определённые периоды. Речное судоходство до порта Красноярска до порта Дудинка открывается только в начале июня, до порта Диксон — во второй половине июля, при этом в ноябре судоходство на всех участках Енисея прекращается. Расстояние от Диксона до Красноярска составляет 2668 км. Федеральная железнодорожная сеть позволяет отечественным потребителям отгружать угольную продукцию для транспортировки зарубежным потребителям по традиционным маршрутам.

Вернёмся к западному пути транспортировки угольных ресурсов Таймыра по СМП. Новые инфраструктурные проекты Мурманской обл. существенно расширяют возможности по приёме и перегрузке угля. Введение нового терминала, как отмечалось выше, ускорит процесс поставки угля на внутренний рынок и, в свою очередь, повысит его конкурентоспособность при экспортных поставках, так как перегрузка таймырского угля на железнодорожный транспорт даёт возможность использовать традиционные экспортные маршруты.

Одновременно, таймырский уголь может найти своего потребителя и в самой Мурманской обл. Регион не располагает собственной топливной базой, и топливоснабжение практически на 100 % осуществляется за счёт его завоза. Основными видами топлива являются топочный мазут и уголь, составляющие 55 и 27 % соответственно в структуре потребления области. По оценкам экспертов, распределение видов топлива в разрезе самого региона неравномерно. Так, для городов Мурманск, Кировск, Мончегорск и Ковдорского района ресурсом является топочный мазут, а уголь характерен для городов Апатиты, Оленегорск, и Кольского и Печенгского районов. Регион в значительной степени зависит от поставок энергетического угля, поэтому таймырский уголь, часть которого при переработке и сортировке будет попадать в энергетическую категорию, может успешно дополнить традиционные каналы поставок данного ресурса в регионе.

Очевидно, что благодаря своему географическому расположению Мурманская обл. обладает стратегическим преимуществом выхода на мировые рынки и при благоприятной мировой конъюнктуре может стать ключевым узлом для перегрузки и дальнейшей поставки угля.

Вопрос организации экспорта в зарубежные страны с использованием перегрузки в Мурманской обл. зависит от локализации потребителя и может иметь экономический смысл при определённой мировой геополитической конъюнктуре в отношении отечественного экспорта. Например, при установлении определённых ограничений на морскую транспортировку российского угля, железнодорожный транспорт может стать альтернативным путём доставки до тех потребителей, которые согласны покупать отечественное сырьё, но не могут этого сделать в силу ограничений от третьих стран или международных организаций.

Подводя итоги, отметим важные тезисы о перспективах и значимости развития арктических коммуникаций.

Освоение арктических угольных ресурсов приобретает особое значение в современных условиях смещения вектора по экспорту угля в страны АТР и роста роли морских коммуникаций по его транспортировке. Добыча угля в России сосредоточена преимущественно вдали от портов экспорта и зависит от пропускной способности железной дороги. Именно поэтому освоение угольных месторождений особо ценных марок в Арктической зоне РФ не теряет своей актуальности в современных экономических условиях.

В новых геополитических условиях транспортировка арктического угля в порты Китая выглядит наиболее привлекательно с точки зрения стоимости доставки. Целесообразность транспортировки в Турцию и Индию тоже может ставиться под вопрос ввиду того, что путь пролегает через Суэцкий канал и пролив Гибралтар. Конечно, вопрос о блокировке этих путей для кораблей, перевозящих отечественный арктический уголь, пока не ставится, но в условиях санкционного давления нужно учитывать и подобные риски. Кроме того, стоит отметить, что какой бы нереалистичной на первый взгляд не казалась перспектива поставок угля, добытого на Таймыре, в Бразилию, анализ показал, что расстояние вполне сопоставимо с поставками угля в Индию (поставки в Индию были заложены в первоначальном плане развития Сырадасайского месторождения, где фигурировали поставки в порт Роттердама для Евросоюза, порты Южной Кореи и Японии).

Пример транспортировки угля на балкере *Pola Anisia*, который не имеет ледового класса, но получил право самостоятельного прохода по всем 28 районам акватории СМП, свидетельствует о больших возможностях судоходности по СМП и снижении требований к балкерам в определённые периоды времени, а также позволяет снизить и издержки на ледокольные проводки.

Географическое положение, наличие инфраструктуры и экономические преимущества делают Мурманскую обл. привлекательной для увеличения объёмов перегруженного угля. Развитие угольной перегрузочной индустрии может стать важным фактором экономического роста и диверсификации экономики региона. В данном контексте важным становится соблюдение экологической безопасности региона, с учётом обозначенного в Стратегии развития Арктики Российской Федерации²³⁸ особого внимания к этим вопросам.

²³⁸ URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366065/ (дата обращения: 23.05.2023).

5. РОЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ

5.1. Энергообеспечение как необходимое условие ведения хозяйственной деятельности в Арктике

Энергетические ресурсы Арктики часто рассматриваются в контексте исследований глобальных энергетических рынков, глобальной и национальной энергетической безопасности. Такой подход не удивителен, поскольку потенциал углеводородных ресурсов этого макрорегиона огромен. За последние полвека в Арктической зоне РФ было добыто около 19,7 млрд т нефтяного эквивалента нефти и газа, что составляет около 86,9 % общей добычи в четырёх арктических странах (22,6 млрд т н. э.) — России, США (Аляска), Канаде и Норвегии. Рост объёмов добычи углеводородного сырья в России в последние годы обеспечен главным образом новыми проектами, реализуемыми в АЗРФ²³⁹. В настоящее время в российской Арктике «выявлено 23 месторождения — 4 нефтяных, 8 газовых, 1 нефтегазовое, 8 газоконденсатных, 2 нефтегазоконденсатных. Большинство выявленных месторождений по действующей классификации относится к уникальным и крупным»²⁴⁰. Суммарный углеводородный потенциал в пересчёте на жидкие углеводороды превышает 50 млрд т²⁴¹.

Однако Арктика — это не только кладовая энергетических ресурсов, это сложная для освоения территория, на которой работают предприятия различных отраслей, территория, на которой проживают люди, в том числе представители коренных малочисленных народов Севера (КМНС). Данная точка зрения отражена, например, в работе²⁴²: Арктика — это не только источник ископаемой энергии для нужд всей страны, но и громадная и неосвоенная территория, на которой будет разворачиваться большая хозяйственная деятельность, требующая серьёзных энергоресурсов.

Эффективное освоение Арктики, сохранение и укрепление позиций России в этом макрорегионе требует создания здесь условий для комфортного проживания населения и возможностей для ведения хозяйственной деятельности. Одним из важнейших условий является надёжное энергообеспечение населения и экономики.

Монография посвящена вопросам мобильности энергетических ресурсов Арктики в новых геополитических условиях. В данном разделе будет наблюдаться некоторое отступление от этой общей темы. Дело в том, что для обеспечения мобильности энергетических ресурсов необходимо организовать их добычу, транспортировку, а при необходимости — и переработку. Кроме того,

²³⁹ См.: Боявленский В. И. Совершенствование государственной политики и развитие стратегии освоения ресурсов углеводородов в российской Арктике // Научные труды вольного экономического общества России. 2020. Т. 224, № 4. С. 59–85.

²⁴⁰ См.: Назаров В., Краснов О., Медведева Л. Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса // Энергетическая политика. 2021. № 7 (161). С. 70–85.

²⁴¹ Там же. С. 75.

²⁴² Ампилов Ю. Энергетическое развитие Российской Арктики в эпоху энергоперехода // Энергетическая политика. 2022. № 1 (167). С. 30–43.

топливно-энергетический комплекс и транспорт, хотя и играют важную роль в Арктической зоне РФ, но здесь они не единственные отрасли экономики. Функционирование социально-экономических систем арктических территорий, работа предприятий, жизнедеятельность населения — всё это требует определённых условий, важным из которых, как уже было сказано, является энергообеспечение. Мобильность энергетических ресурсов во многом рассчитана на удовлетворение потребностей внешних по отношению к арктическим регионам потребителей, однако на арктических территориях тоже присутствуют потребители, которым необходимы энергетические ресурсы.

Для региональных потребителей важна не столько мобильность энергоресурсов, сколько возможность удовлетворения собственных потребностей. Отметим здесь несколько моментов. Во-первых, часть добываемых ископаемых ресурсов может не уходить за пределы региона добычи, а направляться на местные нужды. Во-вторых, энергетические ресурсы при необходимости должны поступать из других регионов, часто в рамках «северного завоза» (заметим, что это можно рассматривать как один из аспектов мобильности энергетических ресурсов). В-третьих, есть немобильные энергетические ресурсы: энергия солнца, ветра, гидроэнергия (однако электроэнергия, выработанная на основе таких ресурсов, может быть передана по ЛЭП). Таким образом, на удовлетворение потребностей региональных потребителей могут быть направлены энергетические ресурсы из разных источников. Однако в любом случае для использования таких ресурсов необходима некая инфраструктура.

Важная роль развития энергетической инфраструктуры и необходимость решения проблем энергообеспечения потребителей в Арктической зоне отмечена в ряде документов, принятых на федеральном уровне.

Так, принятая Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года²⁴³ предполагает развитие энергетической инфраструктуры, обеспечивающей освоение Арктической зоны РФ, существенное увеличение добычи всех видов энергетических ресурсов в этом макрорегионе. Ожидаемое развитие электроэнергетики на изолированных и труднодоступных территориях предполагает модернизацию неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации, а также повышение эффективности энергоснабжения на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Согласно Основам государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года²⁴⁴, в число задач в сфере развития инфраструктуры Арктической зоны РФ входят развитие системы энергоснабжения, модернизация объектов локальной генерации, расширение использования возобновляемых источников энергии, сжиженного природного газа и местного топлива, а также отечественных атомных станций малой мощности.

Более детально задачи развития энергетической инфраструктуры рассмотрены в Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года²⁴⁵. В этом

²⁴³ URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 17.05.2023).

²⁴⁴ URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/73606526> (дата обращения: 17.02.2023).

²⁴⁵ URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74710556> (дата обращения: 17.02.2023).

документе в число рисков для развития Арктической зоны включена «высокая доля локальной генерации электроэнергии на основе использования экономически неэффективного и экологически небезопасного дизельного топлива». Данный риск усугубляется тем, что дизельное топливо является привозным, при этом государственная поддержка завоза топлива и других жизненно необходимых товаров в отдалённые населённые пункты недостаточна. Для развития инфраструктуры Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации предполагает: разработку и реализацию мер государственной поддержки проектов по повышению эффективности генерации электроэнергии, осуществляемых на изолированных и труднодоступных территориях; обеспечение малочисленных народов в местах их традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности мобильными источниками энергоснабжения. Также в Стратегии развития Арктической зоны представлены основные направления реализации стратегических задач в каждом из арктических субъектов РФ, которые включают в себя и развитие энергетической инфраструктуры.

Как и Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике, Стратегия развития Арктической зоны также уделяет большое внимание замещению на изолированных и труднодоступных территориях неэффективной дизельной генерации другими видами генерации энергии (на базе СПП, местных возобновляемых источников энергии, а также с использованием отечественных атомных станций малой мощности). В регионах, обладающих запасами нефти, газа или угля, предполагается разработка месторождений этих ресурсов и предусмотрено углубление переработки углеводородов.

В 2022 г., после начала специальной военной операции на Украине, геополитические условия изменились. Страны Запада ввели против РФ санкции, которые во многом коснулись энергетической сферы. Основные тенденции и перспективы развития современного мира, определяющие новые геополитические условия, изложены в Концепции внешней политики Российской Федерации²⁴⁶ (утверждена Указом Президента Российской Федерации от 31 марта 2023 г. № 229). Там же определены региональные направления внешней политики страны, в числе которых рассматривается Арктика, в отношении которой отмечено: «Россия стремится к сохранению мира и стабильности, повышению экологической устойчивости, снижению уровня угроз национальной безопасности в Арктике, обеспечению благоприятных международных условий для социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации <...>, а также для развития Северного морского пути...»²⁴⁷. Российская Федерация будет уделять приоритетное внимание мирному решению международных вопросов, нейтрализации курса недружественных государств на милитаризацию Арктики, обеспечению неизменности международно-правового режима своих внутренних морских вод, налаживанию взаимовыгодного сотрудничества с государствами, проводящими конструктивную политику в отношении России и заинтересованными в осуществлении международной деятельности в Арктике.

Геополитическая обстановка и общемировые тенденции экономического развития для арктических субъектов РФ выступают как внешние условия, как данность. Администрации субъектов РФ не могут на них влиять,

²⁴⁶ URL: <https://www.mid.ru/ru/detail-material-page/1860586/?lang=ru> (дата обращения: 14.04.2023).

²⁴⁷ Там же.

но вынуждены действовать в задаваемых внешне рамках. По-возможности нивелировать негативные условия, сложившиеся вне страны, — задача федерального центра. Геополитические условия влияют на принятие решений на федеральном уровне, а они, в свою очередь, оказывают влияние (задают рамки, определяют ориентиры) на решения региональных властей в сфере социально-экономического развития.

Таким образом, организация энергообеспечения потребителей арктических регионов России является важной задачей. На данный процесс влияет множество факторов — от геополитических тенденций до местных особенностей. В ходе исследования были выявлены и проанализированы природно-ресурсные, экономические, социальные, технологические, экологические, правовые факторы энергообеспечения (см. работы²⁴⁸, в которых описаны данные факторы). В табл. 27 приведена краткая характеристика выявленных факторов.

Факторы каждой группы могут создавать условия, подразумевать возможности или ограничивать развитие системы энергообеспечения потребителей. Под условиями в данном случае понимаются минимально необходимые возможности организации энергообеспечения, определяемые теми или иными факторами. Возможности могут не использоваться в течение долгого времени, они определяют потенциал развития. В отличие возможностей, условия — это соблюдение либо наличие чего-то, необходимого для того, чтобы потребители получали энергию стабильно и в нужном объёме.

Так, в группе природно-ресурсных факторов к возможностям относится наличие на территории региона каких-либо энергетических ресурсов. Наличие месторождений углеводородов или угля означает возможность развития их добычи и переработки и направления части добываемых энергетических ресурсов и продуктов их переработки на нужды региона. Наличие нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) даёт возможность использовать данные ресурсы для замещения дорогостоящего привозного топлива.

Что касается условий, обеспечиваемых природно-ресурсными факторами, здесь ситуация иная. С точки зрения потребителя, важно обеспечение энергией, а что является источником этой энергии — для потребителя вопрос вторичный. В качестве обязательного условия выступает возможность доставить энергию до потребителя. Подобное условие может быть выполнено разными способами. К примеру, электрическая энергия может вырабатываться на основе местных ресурсов либо с использованием привозного топлива или передаваться из других регионов по ЛЭП.

Говоря об экономических факторах, отметим то, что система энергообеспечения будет создаваться только тогда, когда это имеет смысл: как минимум, на территории должны присутствовать потребители энергии. При этом предприятия энергетического сектора преследуют цель получения прибыли, поэтому в некоторых случаях необходима государственная поддержка энергообеспечения для выполнения социальных задач.

²⁴⁸ Гасникова А. А. Вопросы исследования факторов энергообеспечения в арктических регионах // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2019. № 3. С. 52–62; Гасникова А. А. Основы регулирования энергообеспечения в арктических регионах // Федерализм. 2020. Т. 25, № 3 (99). С. 66–76; Гасникова А. А. Условия, возможности и ограничения развития энергообеспечения в регионах Российской Арктики // Фундаментальные исследования. 2021. № 10. С. 10–14.

Характеристика факторов энергообеспечения потребителей в регионах АЗРФ

Факторы	Условия	Возможности	Ограничения
Природно-ресурсные	Физическая доступность местных энергоресурсов или отсутствие природных препятствий для доставки энергоресурсов из других регионов	Наличие на территории региона месторождений топливных ресурсов, гидроэнергетических ресурсов, НВИЭ	Отсутствие энергоресурсов в регионе в достаточном количестве. Природные сложности освоения или доставки энергоресурсов из других регионов (суровый климат, сложный рельеф)
Экономические	Экономическая целесообразность или наличие государственной поддержки	Пополнение бюджета за счёт налоговых поступлений от предприятий ТЭК. Рабочие места в энергетическом секторе	Повышенные издержки производства. Слабость межрегиональных энергетических связей. Децентрализованное энергоснабжение или изолированные энергосистемы
Социальные	Соблюдение прав населения на достойные условия жизни. Защита прав КМНС	Поддержание достойных условий жизни необходимо для социальной стабильности	Возможная экономическая невыгодность энергообеспечения. Ограничение промышленной активности на территориях проживания КМНС
Технологические	Технологии должны обеспечивать надежную работу энергетического оборудования в условиях Арктики	Технологические и экологические вызовы стимулируют разработку более совершенных энергетических технологий, способов повышения энергоэффективности и развития энергосбережения	Износ основных фондов предприятий ТЭК. Необходимость адаптации технологий к условиям Арктики
Экологические	Энергетические технологии не должны наносить неприемлемый ущерб окружающей среде		Недостаток «экологически дружественных» технологий в энергетике
Правовые	Наличие правил взаимодействия производителей, поставщиков и потребителей энергии	Государственный контроль надёжности и доступности энергообеспечения	Ограниченные возможности региональных органов власти влиять на деятельность энергетических компаний

Примечание. Таблица составлена на основе табл. 1 работы: [Гасникова А. А. Условия, возможности и ограничения развития энергообеспечения в регионах Российской Арктики // *Фундаментальные исследования.* 2021. № 10. С. 10–14].

Главным условием в социальной сфере является соблюдение прав людей на достойные условия жизни и прав коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока. Последнее подразумевает защиту исконной среды обитания, традиционных образа жизни и промыслов коренных народов при реализации на территориях их проживания промышленных проектов в сфере энергетики. Отметим, что социальные факторы задают условия и ограничения в большей мере, чем определяют возможности. В какой-то мере к возможностям, определяемым факторами данной группы, можно отнести поддержание социальной стабильности и демографического развития, для которых необходимы благоприятные условия жизни.

Условия, определяемые технологическими и экологическими факторами, означают, что используемые энергетические технологии должны соответствовать условиям Арктики. Оборудование должно работать стабильно в условиях низких температур, перепадов температур воздуха, сильных ветров, повышенной влажности, то есть необходима адаптация энергетического оборудования для использования в Арктике²⁴⁹. Негативное воздействие на окружающую природную среду при этом должно быть минимальным. Экологические факторы целесообразно рассматривать в тесной связи с технологическими, поскольку, как отмечено в работе²⁵⁰, на сегодняшний день имеется недостаток «экологически дружественных» технологий для применения в Арктике.

При рассмотрении правовых факторов важно отметить, что без наличия правил, позволяющих организовать взаимодействие различных субъектов, невозможно никакое развитие. Наличие таких правил выступает в качестве условия организации энергообеспечения. Правила ведения хозяйственной деятельности, в том числе в энергетике, определяются в нормативно-правовых актах разных уровней. Законодательство субъектов Федерации не должно противоречить федеральному, поэтому, имея некоторые возможности регулировать деятельность предприятий энергетики, регионы ограничены в своём влиянии на сферу энергообеспечения рамками, определёнными на высшем уровне.

Далее современное состояние и проблемы энергообеспечения потребителей в регионах АЗРФ рассматриваются более подробно.

5.2. Современное состояние и проблемы энергообеспечения в арктических регионах России

Подраздел посвящен изучению инфраструктуры энергообеспечения на арктических территориях России (на примере нескольких субъектов РФ). При его подготовке рассматривались территории, включённые в состав Арктической зоны РФ, согласно указу Президента РФ от 2 мая 2014 года № 296 (с изменениями на 13 мая 2019 г.) «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации»²⁵¹.

²⁴⁹ Соловьев Д. А., Моргунова М. О., Габдрахманова Т. С. Адаптация энергетической инфраструктуры в Арктике к климатическим изменениям с использованием возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. 2017. № 4. С. 72–80.

²⁵⁰ Maximova D. Sustainable Development of the Russian Arctic Zone: Challenges & Opportunities // ArcticYearbook. 2018. URL: https://arcticyearbook.com/images/yearbook/2018/Scholarly_Papers/21_AY2018_Maximova.pdf (accessed 22.05.2023).

²⁵¹ URL: <https://docs.cntd.ru/document/499093267> (дата обращения: 22.05.2023).

Для арктических регионов характерны холодный климат, слабая освоенность территории, низкая плотность населения, очаговый характер размещения производительных сил, высокая энергоёмкость экономики. При этом различные регионы имеют свои особенности, влияющие на организацию энергообеспечения на их территории. В свою очередь, особенности обусловлены наличием тех или иных видов энергоресурсов на территории региона, историей его экономического освоения, уровнем развития энергетической инфраструктуры, спецификой потребителей энергии.

В табл. 28 представлены основные характеристики текущего состояния и основные направления развития электроэнергетики в некоторых арктических районах России, таблица составлена на основе ряда источников²⁵², информации СМИ, корпоративных сайтов и официальных документов, которые приведены в Библиографическом списке.

В Мурманской обл. развито централизованное энергоснабжение. Важную роль здесь играют гидро- и атомная энергетика. Гидроэлектростанции области объединены в четыре каскада: каскад Нивских ГЭС (общей мощностью 568,4 МВт), каскад Пазских ГЭС (общей мощностью 187,6 МВт), каскады Туломских и Серебрянских ГЭС (общей мощностью 859,9 МВт)²⁵³, также функционирует Кислогубская ПЭС (1,7 МВт)²⁵⁴. В регионе работают Апатитская ТЭЦ (230 МВт, используемое топливо — уголь) и Мурманская ТЭЦ (12 МВт, используемое топливо — мазут)²⁵⁵.

²⁵² Север и Арктика в новой парадигме мирового развития: актуальные проблемы, тенденции, перспективы. Научно-аналитический доклад / под науч. ред. д-ра экон. наук, проф. В. С. Селина, д-ра экон. наук, проф. Т. П. Скуфьиной, канд. экон. наук, доц. Е. П. Башмаковой, канд. экон. наук, доц. Е. Е. Торопушиной. Апатиты: КНЦ РАН, 2016. 420 с.; Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики: 2 ч. Ч. II: Мониторинг освоения арктических энергетических ресурсов / под науч. ред. д-ра экон. наук С. А. Агаркова [и др.] Апатиты: Изд-во Кольского научного центра, 2019. 177 с.; Тишак В. Энергия приливов во благо развития европейской части АЗРФ // Портал GoArctic. URL: <https://goarctic.ru/nauka-i-kultura/energiya-prilivov-vo-bлаго-razvitiya-evropeyskoj-chasti-azrf/> (дата обращения: 08.06.2023); Кузнецов Н. М. Развитие ветроэнергетики на Кольском полуострове // Фундаментальные исследования. 2022. № 9. С. 37-41; Губская Е. И. Энергоснабжение Мурманской области: состояние и перспективы // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. (Нижегород, 16–19 сентября 2022 г.). Нижний Новгород, 2022. Ч. II. С. 91–94; Иванов А. В., Складчиков А. А., Хренников А. Ю. Развитие электроэнергетики арктических регионов Российской Федерации с учётом использования возобновляемых источников энергии // Российская Арктика. 2021. № 13. С. 62–80; Волков А. Д., Козырева Г. Б. Региональные тенденции развития экономического пространства арктической зоны Республики Карелия // Дискуссия. 2019. Вып. 97. С. 14–22; Чайка Л. В. Традиционная и новая малая энергетика в северных регионах России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 1 (71). С. 13–25.

²⁵³ ТГК-1 в Мурманской области. URL: <http://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch> (дата обращения: 12.05.2023).

²⁵⁴ Тишак В. Энергия приливов во благо развития европейской части АЗРФ // Портал GoArctic. URL: <https://goarctic.ru/nauka-i-kultura/energiya-prilivov-vo-bлаго-razvitiya-evropeyskoj-chasti-azrf/> (дата обращения: 12.05.2023).

²⁵⁵ ТГК-1 в Мурманской области. URL: <http://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch> (дата обращения: 12.05.2023); Апатитская ТЭЦ. URL: <https://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch/apatitskaya-chpp> (дата обращения: 12.05.2023); История развития // Мурманская ТЭЦ. URL: <https://www.murmantec.com/about/history> (дата обращения: 13.06.2023).

Таблица 28

Особенности электроэнергетики в некоторых районах Российской Арктики

Современное состояние	Перспективы развития
Мурманская обл.	
Развито централизованное энергоснабжение. Гидро- и атомная энергетика. Две ТЭЦ. Гибридные энергоустановки. Ветропарк «Кольская ВЭС»	Строительство Кольской АЭС-2 (с 2028 г.). Строительство завода по производству СПГ, последующая газификация региона. Дальнейшее развитие ветроэнергетики
Республика Карелия (территории, включённые в АЗРФ)	
Гидроэнергетика (ГЭС Кемского и Выгского каскадов), малые ГЭС. Есть территории, не охваченные централизованным энергоснабжением	Дальнейшее развитие малой гидроэнергетики (Белопорожские ГЭС). Возможное развитие ветроэнергетики в прибрежных районах при условии развития сетевой инфраструктуры. Использование торфа
Архангельская обл. (территории, включённые в АЗРФ)	
Несколько ТЭЦ. ДЭС в зоне децентрализованного энергоснабжения	Использование отходов лесохозяйственной деятельности (для замещения дизельной генерации). Газификация некоторых населённых пунктов
Ненецкий автономный округ	
Зона децентрализованного электроснабжения. Нарьян-Марская электростанция. Электростанции нефтегазодобывающих организаций. Множество автономных ДЭС	Модернизация ДЭС. Развитие распределённой генерации, в том числе на основе ВИЭ. Расширение централизованного электроснабжения с использованием газа в качестве топлива. Производство дизельного топлива на территории округа
Республика Коми (муниципальное образование городской округ «Воркута»)	
Централизованное электроснабжение. Воркутинская ТЭЦ-2	Модернизация и реконструкция энергетических мощностей

Мурманская обл. обладает высоким потенциалом энергии ветра. Здесь работают ветроустановки в составе гибридных энергоустановок, включающих также дизель-генераторы и солнечные электроустановки²⁵⁶. Кольская ВЭС²⁵⁷ установленной мощностью 202 МВт является самым крупным ветропарком за полярным кругом в мире, её первая очередь была введена в коммерческую эксплуатацию в декабре 2022 г., вторая — в марте 2023 г. Вблизи северного

²⁵⁶ Кузнецов Н. М. Развитие ветроэнергетики на Кольском полуострове // Фундаментальные исследования. 2022. № 9. С. 37–41.

²⁵⁷ Активы // ПАО «ЭЛ5-Энерго». URL: <https://www.el5-energo.ru/about-us/where-we-are> (дата обращения: 05.06.2023).

побережья Кольского полуострова выделены ещё четыре площадки для сооружения ветропарков²⁵⁸.

Важную роль в энергетике Мурманской обл. играет Кольская АЭС, которая оснащена четырьмя энергоблоками мощностью 440 МВт каждый (общая мощность — 1760 МВт). В 2019 г. на станции была завершена масштабная модернизация энергоблоков первой очереди²⁵⁹, позволившая продлить срок их эксплуатации до 2033 и 2034 гг. Таким образом, Кольская АЭС стала единственной в России атомной станцией, где реализована программа повторного продления сроков эксплуатации двух энергоблоков. Со временем энергоблоки будут выведены из эксплуатации, для замещения выбывающих мощностей планируется строительство Кольской АЭС-2. Начало её строительства — 2028 г., ввод в эксплуатацию первого блока — 2034 г., предполагается, что новая станция²⁶⁰ будет двухблочной (два энергоблока типа ВВЭР мощностью 600 МВт каждый).

В перспективе повлиять на систему энергообеспечения потребителей Мурманской обл. может строительство завода по производству СПГ. Компания «Новатэк» изучает возможность строительства завода по сжижению газа в Мурманской обл. из трёх линий по 6,8 млн т каждая²⁶¹, первая, вероятно, заработает в 2027 г., вторая — в 2029 г. Мурманский завод по производству СПГ сможет использовать электроэнергию Кольской АЭС, а его продукция в перспективе будет вывозиться танкерами, не имеющими ледового класса, через незамерзающую акваторию Кольского залива. Но для принятия инвестиционного решения о строительстве завода по производству СПГ²⁶², в свою очередь, потребуется строительство газопровода «Волхов — Мурманск» протяжённостью около 1300 км, который будет обеспечивать планируемый завод сырьём. Строительство завода по сжижению газа в перспективе даст возможность газифицировать регион.

В арктических районах Республики Карелия работают ГЭС Выгского (157,6 МВт) и Кемского (330 МВт) каскадов²⁶³. В регионе имеется большое количество малых ГЭС мощностью менее 25 МВт, в большинстве случаев их оборудование устарело и подлежит замене или модернизации. Дальнейшее развитие малой гидроэнергетики является перспективными направлениями развития арктических территорий Республики Карелия. В настоящее время ведётся строительство малых гидроэлектростанций (МГЭС) «Белопорожская

²⁵⁸ Губская Е. И. Энергоснабжение Мурманской области: состояние и перспективы // Электроэнергетика глазами молодёжи: материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. (Нижний Новгород, 16–19 сентября 2022 г.). Н. Новгород, 2022. Ч. II. С. 91–94.

²⁵⁹ Общая информация // Сайт Кольской АЭС. URL: https://www.rosenergoatom.ru/stations_projects/sayt-kolskoj-aes (дата обращения: 22.05.2023).

²⁶⁰ Кольская АЭС: начало строительства Кольской АЭС-2 намечено на 2028 год // Росатом: офиц. сайт. 2021. 8 июня. URL: <https://www.rosatom.ru/journalist/news/kolskaya-aes-nachalo-stroitelstva-kolskoj-aes-2-namecheno-na-2028-god> (дата обращения: 06.06.2023).

²⁶¹ НОВАТЭК подтвердил мощность планируемого СПГ-завода в Мурманской области // Агентство нефтегазовой информации. 2023. 6 июня. URL: <https://www.angi.ru/news/2908117-НОВАТЭК%20подтвердил%20мощность%20планируемого%20СПГ%20завода%20в%20Мурманской%20области> (дата обращения: 08.06.2023).

²⁶² Там же.

²⁶³ «ТГК-1» в Республике Карелия // ПАО «ТГК-1». URL: <https://www.tgc1.ru/production/complex/karelia-branch> (дата обращения: 08.06.2023).

ГЭС-1» и «Белопорожская ГЭС-2» на реке Кемь (общей мощностью 48,9 МВт)²⁶⁴. Сроки завершения их строительства и ввода в эксплуатацию неоднократно переносились²⁶⁵. Согласно имеющейся на апрель 2023 г. информации²⁶⁶, поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2 должны начаться в ноябре 2023 г.

Республика Карелия обладает меньшим, по сравнению с Мурманской обл., ветроэнергетическим потенциалом, ряд рассматриваемых ранее проектов по созданию ВЭС в регионе не был реализован. Согласно сообщению медиахолдинга РБК²⁶⁷, инвестиции в ветроэлектростанции на берегу Белого моря в Республике Карелия экономически нецелесообразны и, кроме того, для обеспечения выдачи мощности таких ВЭС требуется длительная и дорогостоящая модернизация сетевой инфраструктуры, в то же время здесь же отмечается, что прибрежные районы Белого моря Карелии являются благоприятными для развития ветроэнергетики. Из этого можно заключить, что вероятность создания здесь ВЭС в будущем сохраняется.

Ещё одним ресурсом, который можно использовать для энергообеспечения местных потребителей Республики Карелия, является торф. В настоящее время его добыча возрождается.

В Архангельской обл. большая энергетика представлена несколькими ТЭЦ, в числе которых: Архангельская ТЭЦ (мощность — 450 МВт, топливо — газ, мазут), Северодвинская ТЭЦ-1 (мощность — 150 МВт, топливо — уголь), Северодвинская ТЭЦ-2 (мощность — 410 МВт, топливо — газ, мазут), а также три ТЭС Архангельского ЦБК (мощность — 182, 12 и 30 МВт, на разных ТЭС используется топливо разных видов)²⁶⁸. Кроме того, в зоне децентрализованного энергоснабжения в Архангельской обл. работают дизельные электростанции.

Для энергообеспечения потребителей Архангельской обл. возможно использование отходов лесохозяйственной деятельности. При этом, как отмечает автор статьи²⁶⁹ Л. В. Чайка, «планирование развития когенерации на биотопливе в зонах децентрализованного электроснабжения (ДЦЭ) может рассматриваться

²⁶⁴ См.: Программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2026 года: распоряжение Главы Республики Карелия от 29.04.2022 № 192-р.

²⁶⁵ Общие сведения // ООО «НГБП». URL: <https://ng-bp.ru/stroitelstvo/info> (дата обращения: 01.06.2023); Сроки строительства Белопорожских МГЭС в Карелии продлили до 2023 года // ИА ТАСС. URL: <https://tass.ru/obschestvo/13866303> (дата обращения: 01.06.2023).

²⁶⁶ Крупный банк профинансирует завершение строительства Белопорожских ГЭС // РБК. URL: <https://karelia.rbc.ru/karelia/01/04/2023/64215c669a794756cd955331> (дата обращения: 01.06.2023).

²⁶⁷ Деньги на ветер. Почему инвесторы не реализуют проекты ВЭС в Карелии // РБК. URL: <https://karelia.rbc.ru/karelia/04/02/2023/63da3cd79a7947e47faa41d0> (дата обращения: 31.05.2023).

²⁶⁸ Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Архангельская область и Ненецкий автономный округ. Кн. 1: Архангельская область // АО «СО ЕЭС». URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/03_Arkhangelskaja_oblast.pdf (дата обращения: 14.06.2023).

²⁶⁹ См.: Чайка Л. В. Традиционная и новая малая энергетика в северных регионах России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 1 (71). С. 13–25.

только в комплексе с организацией заготовок древесного топлива». Здесь же подчёркивается и перспективность использования древесного топлива для целей теплоснабжения.

В региональной государственной программе «Развитие энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Архангельской области» предусмотрено строительство распределительных газопроводов до отдельных населённых пунктов, расположенных в арктических районах области²⁷⁰. Таким образом, в будущем возможна газификация некоторых населённых пунктов при условии экономической целесообразности и технической возможности.

Наиболее крупным, но не реализованным планом освоения НВИЭ в Архангельской обл. был проект создания Мезенской ПЭС. Мощность этой электростанции в 2020 г. могла бы составить 700 МВт, а в перспективе — 4000 МВт. Реализация этого проекта предусматривалась в максимальном варианте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р), однако в новой редакции Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р) проект Мезенской ПЭС уже не упоминается.

Ненецкий автономный округ расположен в зоне децентрализованного энергоснабжения, его энергосистема технологически изолирована от единой энергосистемы России. Единственный генерирующий источник, обеспечивающий электроэнергией г. Нарьян-Мар, посёлки Искателей, Красное и с. Тельвиска, — ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция». Установленная мощность данной электростанции составляет 38,15 МВт, в том числе мощность газотурбинных установок — 30 МВт, основной вид используемого топлива — природный газ, резервный вид — дизельное топливо²⁷¹. Крупные нефтегазодобывающие организации, работающие на территории Ненецкого автономного округа, имеют собственные электростанции совокупной мощностью более 350 МВт²⁷².

Электроснабжение сельских населённых пунктов Ненецкого автономного округа обеспечивают 36 локальных стационарных дизельных электростанций (ДЭС), которые находятся в хозяйственном ведении муниципального предприятия Заполярного района «Севержилкомсервис». Суммарная установленная мощность ДЭС сельских поселений, расположенных на территории округа, составляет более 31 МВт²⁷³.

²⁷⁰ См.: Государственная программа Архангельской области «Развитие энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Архангельской области»: постановление Правительства Архангельской области от 15.10.2013 № 487-пп.

²⁷¹ Общая характеристика // ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция». URL: <https://nm-energy.ru/o-predpriyatii/obshhaya-harakteristika> (дата обращения: 14.06.2023).

²⁷² См.: Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года: постановление Собрания депутатов Ненецкого автономного округа от 07.12.2019 № 256-сд; Схема и программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы: постановление губернатора Ненецкого автономного округа от 28.04.2023 № 23-пг.

²⁷³ Схема и программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы.

В числе основных проблем энергообеспечения посёлков автономного округа отмечаются: высокий удельный расход топлива дизель-генераторными установками, высокий износ инфраструктуры ДЭС, разнообразие парка моделей дизель-генераторных установок от разных производителей, отсутствие приборов учёта расхода топлива, низкий уровень квалификации обслуживающего персонала в отдельных сельских поселениях²⁷⁴. Северный завоз топливно-энергетических ресурсов (включая дизельное топливо, каменный уголь, дрова, брикеты, моторные масла и смазки) в сельские населённые пункты осуществляется морским и речным транспортом в период навигации.

Развитие электроэнергетики Ненецкого автономного округа предусматривает комплексную модернизацию ДЭС с заменой выработавших свой ресурс дизель-генераторных установок на новые. Одним из направлений повышения энергоэффективности экономики и энергетической безопасности потребителей является развитие распределённой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии²⁷⁵. В этой связи следует отметить, что Ненецкий автономный округ является перспективным для развития ветроэнергетики: для прибрежных районов округа характерны относительно высокие (более 5 м/с) среднегодовые скорости ветра²⁷⁶. Ещё в 2012–2014 гг. в рамках программы приграничного сотрудничества «Коларктик» на территории округа был реализован проект «Полярный ветер», в рамках которого был выполнен комплекс инженерных работ и исследований для создания в посёлках Амдерма, Несь, Индига и Каратайка ветродизельных электростанций²⁷⁷.

Положительная роль для обеспечения надёжности и доступности энергообеспечения потребителей Ненецкого автономного округа видится в развитии здесь газо- и нефтепереработки. Так, по мере формирования на территории Ненецкого автономного округа отраслей добычи, транспортировки и переработки природного газа ожидается перевод некоторых населённых пунктов на централизованное электроснабжение с использованием в качестве топлива природного или сжиженного газа²⁷⁸. Добываемая на территории региона нефть в настоящее время не перерабатывается на месте. Развитие переработки нефтепродуктов (строительство мини-НПЗ) сможет обеспечить возможность использования дизельного топлива, произведённого на территории региона²⁷⁹.

Частью Республики Коми, включённой в состав Арктической зоны РФ, является территория муниципального образования городского округа «Воркута».

²⁷⁴ См.: Схема и программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы.

²⁷⁵ См.: Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года: постановление Собрании депутатов Ненецкого автономного округа от 07.12.2019 № 256-сд.

²⁷⁶ См.: Схема и программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы.

²⁷⁷ См.: Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года.

²⁷⁸ См.: Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года. Схема и программа развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы.

²⁷⁹ См.: Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года.

Эта территория охвачена системой централизованного электроснабжения. Основными источниками энергоснабжения являются Воркутинская ТЭЦ-2 и Центральная водогрейная котельная (ЦВК). Электрическая мощность Воркутинской ТЭЦ-2 составляет 270 МВт, в 2021 г. эта электростанция была переведена с угля на природный газ²⁸⁰. Воркутинская ТЭЦ-1, работавшая на угле, была выведена из эксплуатации в 2022 г. ЦВК — крупный источник тепловой энергии, с сентября 2020 г. работает на природном газе, ранее — на мазуте²⁸¹. Перевод действующих источников производства энергии на сжигание природного газа снижает использование дорогого топлива (мазута)²⁸².

Перспективы энергетики городского округа Воркута связаны с дальнейшей модернизацией и реконструкцией энергетических мощностей, развитием энергосбережения и повышением энергетической эффективности. В качестве одной из задач обеспечения эффективного и рационального использования энергетических ресурсов рассматривается увеличение использования в качестве источников энергии вторичных энергетических ресурсов и (или) возобновляемых источников энергии²⁸³.

Таким образом, организация энергообеспечения в различных районах российской Арктики имеет свои особенности: где-то развито централизованное энергоснабжение, но большие территории находятся в зоне децентрализованного энергоснабжения. В разных регионах работают электростанции разных типов: тепловые, гидроэнергетические, атомные. В зонах ДЦЭ действуют автономные дизельные или, что реже, гибридные энергоустановки.

Важными задачами для регионов часто является реконструкция, модернизация или замена устаревшего энергетического оборудования. Особенно это касается имеющих значительный износ малых дизельных электростанций, которые снабжают удалённых рассредоточенных потребителей. Однако мощностям «большой энергетики» со временем тоже потребуется замена: так, в Мурманской обл. уже много лет решается вопрос о замене мощностей Кольской АЭС.

Одним из направлений развития энергообеспечения в рассмотренных регионах является газификация — при условии создания соответствующей инфраструктуры.

Снижение объёмов потребления привозного дизельного топлива — важное направление развития электроснабжения децентрализованных потребителей

²⁸⁰ ООО «Комитеплоэнерго» // ПАО «Т Плюс». URL: <https://www.tplusgroup.ru/org/komi/organization/vorkutinskie-chp> (дата обращения: 15.06.2023).

²⁸¹ ООО «Комитеплоэнерго» / ПАО «Т Плюс».

²⁸² См.: Стратегия социально-экономического развития муниципального образования городского округа «Воркута» на период до 2035 года: утверждена решением Совета МО ГО «Воркута» от 22.6.2020 № 764. URL: http://воркута.пф/city/strategic-management/the-strategy-of-socio-economic-development-of-the-constituent-vorkuta/?ELEMENT_ID=18015 (дата обращения: 15.06.2023).

²⁸³ См.: Муниципальная программа муниципального образования городского округа «Воркута» «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории муниципального образования городского округа «Воркута»: постановление администрации городского округа «Воркута» от 09.10.2019 № 1470. URL: http://воркута.пф/about/str/management-of-municipal-economy-and-improvement/npa/?ELEMENT_ID=15196 (дата обращения: 15.06.2023).

в удалённых районах. Данная задача может быть решена путём увеличения использования местных энергоресурсов (биотоплива на основе отходов лесохозяйственной деятельности, энергии малых рек и ветра, местного газа или продуктов нефтепереработки при условии, что такая переработка организована на территории региона).

Практически во всех арктических регионах рассматриваются возможности развития ветроэнергетики, причём предпочтение отдаётся не ветроэнергетике как таковой, а созданию ветродизельных комплексов.

5.3. Основы государственного регулирования энергообеспечения

Роль энергообеспечения населения и экономики невозможно переоценить, оно должно быть доступным и надёжным, что обуславливает необходимость государственного регулирования энергообеспечения.

Производители и потребители электрической и тепловой энергии действуют в некотором правовом поле. Нормативно-правовыми актами разного уровня регулируются экономические отношения, определяются социальные гарантии для потребителей энергии, регламентируются технологические и экологические требования к энергетическому оборудованию и технологическим процессам в сфере энергоснабжения.

К основным нормативным правовым актам, определяющим полномочия и функции органов власти федерального и регионального уровней в сфере регулирования энергообеспечения, относятся:

- Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ;
- Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ;
- Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» основные полномочия в сфере государственного регулирования электроэнергетики сосредоточены на федеральном уровне. Некоторые полномочия федерального центра и субъектов Федерации представлены в табл. 29.

На федеральном уровне определяются правила функционирования рынков электрической энергии (мощности), особенности взаимодействия субъектов электроэнергетики друг с другом и с потребителями электрической энергии (мощности) в неценовых зонах оптового рынка и зонах децентрализованного энергоснабжения, устанавливаются предельные (минимальные и максимальные) уровни различных цен (тарифов) в электроэнергетике. Органы исполнительной власти субъектов РФ устанавливают некоторые цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), в том числе тарифы для населения в рамках предельных минимального и максимального уровней, определённых на федеральном уровне.

В остальных случаях полномочия региональных органов исполнительной власти, как правило, включают в себя вопросы согласования некоторых решений в сфере электроэнергетики, региональный государственный контроль (надзор) в сфере электроэнергетики.

Распределение некоторых полномочий согласно Федеральному закону
«Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ

Полномочия федерального центра	Полномочия субъектов Федерации
<p>Утверждение правил оптового рынка электрической энергии (мощности), основных положений функционирования розничных рынков, правил оказания услуг по передаче электрической энергии, правил и порядка деятельности гарантирующих поставщиков. Определение границ ценовых и неценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности), перечня технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем</p>	<p>Участие в назначении гарантирующих поставщиков и определении границ зон их деятельности</p>
<p>Регулирование цен (тарифов) в электроэнергетике, в том числе установление:</p> <ul style="list-style-type: none"> • величины или предельных уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка; • предельных уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) на розничных рынках на территориях, которые не входят в ценовые зоны оптового рынка; • величины или предельных уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей 	<p>Установление цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), которая поставляется покупателям на розничных рынках, в пределах, определённых на федеральном уровне</p>
<p>Утверждение правил технологического функционирования электроэнергетических систем. Разработка программ развития электроэнергетики, утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в определённых законом случаях</p>	<p>Утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в определённых законом случаях; согласование инвестиционных программ территориальных сетевых организаций, согласование размещения объектов электроэнергетики</p>
<p>Определение основных направлений государственной политики в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. Антимонопольное регулирование. Утверждение порядка создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения</p>	<p>Создание штабов по обеспечению безопасности электроснабжения и обеспечение их функционирования</p>

Примечание. Составлено автором, впервые опубликовано в работе: [Гасникова А. А. Основы регулирования энергообеспечения в арктических регионах // Федерализм. 2020. Т. 25, № 3 (99). С. 66–76].

Федеральный закон «О теплоснабжении» также закрепляет большую часть полномочий за федеральным центром, которым осуществляется разработка государственной политики в сфере теплоснабжения и антимонопольное регулирование, утверждаются правила организации теплоснабжения, технологического присоединения к системам теплоснабжения, оценки готовности к отопительному периоду, утверждение требований к схемам теплоснабжения, установление порядка определения различных нормативов в сфере теплоснабжения. Также к полномочиям федерального центра относится утверждение основ ценообразования в сфере теплоснабжения, установление предельных уровней тарифов на поставляемую потребителям тепловую энергию (мощность) и предельных индексов роста цен (тарифов) в сфере теплоснабжения. На уровне субъекта Федерации тарифы в сфере теплоснабжения устанавливаются в рамках, которые определяются на федеральном уровне.

Некоторые полномочия в сфере регулирования теплоснабжения закреплены за органами власти федерального или регионального уровня исходя из величины населённых пунктов или мощности источников тепловой энергии. Например, уполномоченный федеральный орган исполнительной власти утверждает схемы теплоснабжения городов федерального значения, а также поселений, городских округов, если численность их населения составляет не менее 500 тыс. человек. Схемы теплоснабжения поселений, городских округов с меньшей численностью населения утверждают органы местного самоуправления.

Установление нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве в режиме комбинированной выработки электро- и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более относится к полномочиям федерального уровня, нормативы для прочих источников тепловой энергии устанавливаются на уровне субъекта Федерации.

Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» определяет основы стимулирования деятельности в соответствующих сферах со стороны государства. Согласно этому документу, к полномочиям федерального уровня относят формирование государственной политики, разработку и осуществление мер государственной поддержки в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, установление требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разрабатываемым на региональном и местном уровне. На федеральном уровне устанавливается, какие товары должны содержать информацию об энергоэффективности, формулируются правила определения классов энергетической эффективности различных объектов.

Такие полномочия, как разработка и реализация программ в области развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности, государственный контроль соблюдения требований законодательства в данной сфере, реализуются на разных уровнях управления — федеральном, региональном, муниципальном.

Таким образом, полномочия в сфере регулирования энергообеспечения неравномерно распределены между федеральным и региональным уровнями власти. Большая часть полномочий сосредоточена на федеральном уровне, и такая ситуация представляется оправданной. Установление правил взаимодействия участников рынка электрической и тепловой энергии, основ

ценообразования в электро- и теплоэнергетике, требований к обеспечению надёжности и безопасности энергетического оборудования и другие вопросы, решение которых должно быть единообразно по всей стране, относятся к полномочиям органов государственной власти федерального уровня. Также на федеральном уровне определяются основные направления государственной политики в сфере развития топливно-энергетического комплекса страны, которые служат ориентиром для разработки энергетической политики субъектов Федерации.

В свою очередь, субъекты Федерации действуют в рамках своих полномочий, в частности, устанавливают некоторые цены (тарифы) в энергетике, согласовывают документы, определяющие развитие энергетической инфраструктуры на своей территории. Субъекты Федерации разрабатывают и реализуют собственную энергетическую политику с учётом федеральной энергетической политики, а также экономических, социальных, экологических особенностей региона.

На уровне субъектов Российской Федерации функции и полномочия в сфере энергообеспечения могут быть распределены между несколькими органами исполнительной власти. Далее организация государственного регулирования энергообеспечения в регионах российской Арктики рассматривается на примере Мурманской обл. и Ненецкого автономного округа. Выбор данных субъектов Федерации объясняется тем, что их территории полностью включены в состав Арктической зоны РФ. В общем случае в состав этой зоны могут быть включены только некоторые территории субъекта РФ, однако, как отмечено, нарушение принципа неделимости административно-территориальных границ затрудняет реализацию функций государственного управления²⁸⁴. Кроме того, многие виды информации, в том числе информация о социально-экономическом развитии, программы развития отдельных отраслей экономики более доступны применительно к субъекту Федерации в целом, а не к его отдельным территориям.

Названия органов исполнительной власти в субъектах РФ отличаются. В Мурманской обл. созданы министерства и комитеты, в Ненецком автономном округе — департаменты, управления. Деятельность региональных органов исполнительной власти регламентируется соответствующими положениями. В положениях о министерствах и комитетах Мурманской обл.²⁸⁵ прописаны их задачи и функции (табл. 30), в положениях о департаментах в Ненецком

²⁸⁴ Бурый О. В., Дмитриева Т. Е. Теоретические и практические вопросы создания самодостаточных арктических поселений // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2015. № 3 (23). С. 141–148.

²⁸⁵ См.: Положение о Министерстве развития Арктики и экономики Мурманской области: постановление Правительства Мурманской области от 24.02.2021 97-ПП; Положение о Министерстве энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области: постановление Правительства Мурманской области от 23.04.2014 № 210-ПП; Положение о Министерстве природных ресурсов, экологии и рыбного хозяйства Мурманской области: постановление Правительства Мурманской области от 18.04.2013 № 196-ПП; Положение о Министерстве труда и социального развития Мурманской области: постановление Правительства Мурманской области от 05.11.2019 № 503-ПП; Положение о Комитете по тарифному регулированию Мурманской области: постановление Правительства Мурманской области от 24.06.2015 № 265-ПП.

автономном округе определены полномочия, в положениях об управлениях²⁸⁶ — задачи соответствующих органов (табл. 31).

Таблица 30

Основные задачи органов исполнительной власти Мурманской обл.
в сфере регулирования энергообеспечения

Орган власти*	Задачи
Министерство развития Арктики и экономики	Формирование и совершенствование системы стратегического планирования социально-экономического развития региона. Создание и развитие инфраструктуры содействия инвесторам, создание благоприятного инвестиционного и делового климата
Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства	Разработка предложений о целесообразности размещения объектов энергетики. Мониторинг в сфере энергетики и ЖКХ; разработка рекомендаций по учёту показателей энергоэффективности в региональных госпрограммах; привлечение средств внебюджетных источников для реализации мероприятий по энергосбережению; разработка схемы и программы развития электроэнергетики области; содействие внедрению инноваций в сфере энергетики и ЖКХ. Утверждение или согласование инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в соответствии с законодательством; разработка перечня обязательных мероприятий по развитию энергосбережения и повышению энергоэффективности. Обеспечение функционирования штаба по обеспечению безопасности электроснабжения; предупреждение ситуаций, способных нарушить функционирование систем жизнеобеспечения населения. Координация действий организаций, направленных на обеспечение энергетической безопасности региона

²⁸⁶ См.: Положение о Департаменте финансов и экономики Ненецкого автономного округа: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 28.11.2014 № 464-п); Положение о Департаменте строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта Ненецкого автономного округа: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 08.12.2014 № 474-п; Положение о Департаменте природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа: постановление Администрации Ненецкого АО от 16.12.2014 № 485-п; Положение о Департаменте внутреннего контроля и надзора Ненецкого автономного округа: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 12.03.2020 № 45-п (полномочия Департамента внутренней политики Ненецкого АО представлены на официальном веб-сайте). URL: <http://smi.adm-nao.ru/obshaya-informaciya-ob-upravlenii/polnomochiya-departamenta> (дата обращения: 04.07.2023); Положение об Управлении по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 17.08.2012 № 233-п.

Орган власти*	Задачи
Министерство природных ресурсов, экологии и рыбного хозяйства	Разработка и реализация мер стимулирования охраны окружающей среды посредством экономических механизмов. Оценка допустимости воздействия хозяйственной деятельности на окружающую природную среду. Защита интересов различных субъектов, в том числе представителей коренных малочисленных народов Севера
Министерство труда и социального развития	Предоставление мер социальной поддержки по оплате коммунальных услуг в предусмотренных законом случаях
Комитет по тарифному регулированию	Установление подлежащих госрегулированию цен (тарифов) в энергетике в рамках своих полномочий. Соблюдение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей энергии

Примечание. Составлено автором.

* Здесь и в табл. 31 название субъекта Федерации в названиях исполнительных органов власти опущено.

Таблица 31

Основные полномочия органов исполнительной власти
Ненецкого автономного округа в сфере регулирования энергообеспечения

Орган власти	Полномочия
Департамент финансов и экономики	Формирование экономической политики. Прогнозирование и перспективное планирование социально-экономического развития региона
Департамент строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта	Согласование размещения объектов электроэнергетики. Мониторинг состояния ТЭК, создание запасов топливно-энергетических ресурсов в муниципальных образованиях. Утверждение или согласование инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в соответствии с законом; разработка перечня обязательных мероприятий по развитию энергосбережения и повышению энергоэффективности. Разработка схемы и программы развития электроэнергетики, программы газификации региона. Разработка и реализация региональных программ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. Предупреждение ситуаций, нарушающих функционирование систем жизнеобеспечения населения; обеспечение функционирования штаба по обеспечению безопасности электроснабжения

Орган власти	Полномочия
Департамент природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса	Определение основных направлений охраны окружающей среды; осуществление региональных программ и проектов в сфере охраны окружающей среды; экспертиза запасов полезных ископаемых; разработка проектов госпрограмм геологического изучения и рационального использования недр. Рассмотрение обращений по созданию территорий традиционного природопользования. Разработка предложений по безопасности гидротехнических сооружений
Департамент внутреннего контроля и надзора	Региональный государственный контроль соблюдения требований законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности
Департамент внутренней политики	Внесение предложений по ограничению хозяйственной деятельности в местах традиционного проживания и хозяйственной деятельности КМНС
Управление по государственному регулированию цен (тарифов)*	Установление подлежащих госрегулированию цен (тарифов) в энергетике в рамках своих полномочий; соблюдение баланса экономических интересов производителей и потребителей энергии; утверждение розничных цен на газ, твёрдое топливо, печное бытовое топливо, керосин, реализуемых гражданам и некоторым другим категориям потребителей. Создание экономических стимулов использования энергосберегающих технологий; установление требований к программам энергосбережения и повышения энергоэффективности организаций в определённых законом случаях

Примечание. Составлено автором.

* Для Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа указаны не полномочия, а задачи.

Надо отметить, что в табл. 30–31 представлена не всеобъемлющая информация об исполнительных органах государственной власти, при их составлении акцент был сделан на задачи или полномочия, которые касаются энергообеспечения потребителей. Более подробный анализ задач, функций или полномочий органов государственной власти арктических регионов России в сфере регулирования энергообеспечения дан в работе А. А. Гасниковой²⁸⁷.

В Арктике переплетено множество интересов различных субъектов — предприятий, организаций, населения (в том числе коренных малочисленных

²⁸⁷ Гасникова А. А. Учёт различных факторов в регулировании энергообеспечения в арктических регионах // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2020. № 3 (69). С. 131–143.

народов Севера), государства (Российской Федерации и её субъектов). Государственные интересы находят отражение в документах, составляющих нормативно-правовое обеспечение развития российской части Арктики. К наиболее значимым из этих документов относятся: Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года, Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года; Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации». «Основы...» и «Стратегия развития...» в большей мере определяют общие направления развития. Основным же правовым источником, отражающим государственную политику в АЗРФ, являются государственные программы РФ, о чём подробно представлено в статье²⁸⁸.

Согласно Федеральному закону «О стратегическом планировании в Российской Федерации», государственные программы содержат комплекс взаимоувязанных по срокам, исполнителям и ресурсам мероприятий, направленных на решение определённых задач. Государственные программы субъектов Федерации разрабатываются на основе документов федерального уровня с учётом специфики регионов. Направленные на развитие энергообеспечения государственные программы конкретизируют мероприятия в рассматриваемой сфере с учётом отраслевых нормативно-технических требований по надёжности энергетического оборудования, энергетической безопасности и эффективности, допустимости воздействия на окружающую среду.

Информация о государственных программах Мурманской обл. и Ненецкого автономного округа представлена в табл. 32–33. В исследовании рассматривались только те государственные программы субъектов РФ, которые в той или иной мере направлены на поддержание и развитие энергообеспечения потребителей. В таблицы также включены выборочные сведения о подпрограммах и отдельных мероприятиях региональных государственных программ.

Таблица 32

Основные государственные программы Мурманской обл.,
связанные с развитием энергообеспечения*

Региональная государственная программа, подпрограммы	Ответственный исполнитель
Экономический потенциал (срок реализации 2021–2025 гг.). <i>Подпрограмма 1.</i> Создание условий для привлечения инвестиций, развития и модернизации промышленного комплекса, повышения конкурентоспособности производства (деятельности)	Министерство развития Арктики и экономики Мурманской обл.

²⁸⁸ Манкулова Ж. А. Государственная поддержка промышленного освоения Арктики: чего ожидать предприятиям и жителям региона? // Научный вестник Арктики. 2019. № 6. С. 127–136.

Региональная государственная программа, подпрограммы	Ответственный исполнитель
Комфортное жильё и городская среда (срок реализации 2021–2025 гг.). <i>Подпрограмма 4. Обеспечение устойчивой деятельности ТЭК Мурманской области и повышения энергетической эффективности</i>	Министерство строительства Мурманской обл. (в числе соисполнителей среди прочих — Министерство энергетики и ЖКХ Мурманской обл.)

Примечание. Составлено автором.

* См.: Государственная программа Мурманской области «Экономический потенциал»: постановление Правительства Мурманской области от 11.11.2020 № 780-ПП; Государственная программа Мурманской области «Комфортное жильё и городская среда»: постановление Правительства Мурманской области от 13.11.2020 № 795-ПП.

В число ответственных исполнителей государственных программ Мурманской обл. и Ненецкого автономного округа включены не все исполнительные органы власти указанных субъектов Федерации, задачи и полномочия которых рассматривались выше.

Рассмотренные государственные программы не отражают всех аспектов деятельности региональных властей, направленной на поддержание и развитие энергообеспечения. Например, в табл. 33 не указана государственная программа «Сохранение и развитие коренных малочисленных народов Севера в Ненецком автономном округе» (срок реализации — 2014–2026 гг., ответственный исполнитель — Департамент внутренней политики), которая включает подпрограмму 2 «Сохранение и защита исконной среды обитания коренных малочисленных народов Севера в Ненецком автономном округе»²⁸⁹. Последняя предусматривает реализацию такого основного мероприятия, как «Обеспечение реализации права оленеводов и чумработниц на приобретение дров для отопления кочевого жилья по льготной цене». Данный пример служит иллюстрацией специфики арктического региона, на территории которого проживают коренные народы, ведущие традиционный образ жизни.

Можно констатировать, что в каждом субъекте Федерации разработано несколько государственных программ, которые в той или иной степени нацелены на обеспечение надёжного энергоснабжения потребителей, однако при этом не обязательно разрабатывается отдельная государственная программа региона, направленная на развитие энергетики. Иногда решение вопросов развития энергетической инфраструктуры предусмотрено в программах, охватывающих более широкий круг вопросов. Заметим, что задачи развития энергетики и энергообеспечения потребителей часто рассматриваются в комплексе с задачами развития или модернизации жилищно-коммунального комплекса.

²⁸⁹ См.: Государственная программа Ненецкого автономного округа «Сохранение и развитие коренных малочисленных народов Севера в Ненецком автономном округе»: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 11.11.2013 № 401-п.

Основные государственные программы Ненецкого автономного округа,
связанные с развитием энергообеспечения*

Региональная государственная программа, отдельные мероприятия, подпрограммы	Ответственный исполнитель
<p>Модернизация жилищно-коммунального хозяйства Ненецкого автономного округа (срок реализации 2015–2025 гг.). <i>Отдельное мероприятие 7.</i> Создание централизованной системы учёта потребителей жилищно-коммунальных услуг, тарификации жилищно-коммунальных услуг и формирования единых платёжных документов. <i>Подпрограмма 1.</i> Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры. <i>Подпрограмма 2.</i> Обеспечение доступности коммунальных услуг. <i>Подпрограмма 6.</i> Развитие энергетического комплекса в Ненецком автономном округе</p>	Департамент строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта
<p>Обеспечение доступным и комфортным жильём и коммунальными услугами граждан, проживающих в Ненецком автономном округе (срок реализации 2014–2035 гг.). <i>Отдельное мероприятие 7.</i> Реализация государственной политики в сфере строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта</p>	

Примечание. Составлено автором.

* См.: Государственная программа Ненецкого автономного округа «Модернизация жилищно-коммунального хозяйства Ненецкого автономного округа»: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 22.10.2014 № 399-п; Государственная программа Ненецкого автономного округа «Обеспечение доступным и комфортным жильём и коммунальными услугами граждан, проживающих в Ненецком автономном округе»: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 14.11.2013 № 415-п.

Анализ роли энергетических ресурсов в хозяйственной деятельности, развития энергообеспечения в арктических регионах России и основ его государственного регулирования позволяет сделать следующие выводы.

Важная роль энергообеспечения экономики и социальной сферы отражена в основных документах, определяющих государственную политику в Арктической зоне РФ и являющихся ориентирами для стратегического планирования социально-экономического развития арктических регионов. Организация энергообеспечения — первостепенная и сложная задача, на решение которой влияет множество факторов. Важная роль энергообеспечения и разнообразие

влияющих на него факторов обуславливают необходимость комплексного подхода к развитию системы энергообеспечения.

Большая часть полномочий в сфере государственного регулирования энергообеспечения сосредоточена на федеральном уровне. Субъекты Федерации действуют в рамках федерального законодательства. Энергетическая политика в регионах реализуется исполнительной властью субъектов РФ. Каждый субъект Федерации формирует свою систему органов исполнительной власти. Для реализации энергетической, а в более широком смысле — социально-экономической, политики в регионах принимаются государственные программы субъектов Федерации. Такие программы разрабатываются в русле заданных на федеральном уровне ориентиров, но с учётом специфики регионов.

Несмотря на то, что развитию энергообеспечения (и более широко — энергетики) уделяется много внимания, обращает на себя внимание то, что нередко проекты развития энергоёмкостей остаются либо не реализованными либо реализуются с опозданием. Неоднократно пересматривали проект строительства Кольской АЭС-2, переносили сроки начала его реализации. Не был реализован проект создания Мезенской ПЭС в Архангельской обл. Нередко неясными остаются перспективы создания ветроустановок. Отметим, что одним из препятствий создания ветропарков является отсутствие сетевой инфраструктуры. Вопрос инфраструктуры важен также для газификации территорий: газификация часто рассматривается как перспективное направление развития энергообеспечения, но она возможна только при условии создания инфраструктуры доставки газа до конечных потребителей.

Таким образом, с одной стороны, можно говорить об осознании важной роли энергообеспечения, о наличии документов стратегического планирования и развитых систем органов исполнительной власти субъектов РФ, реализующих полномочия в сфере организации и развития энергообеспечения, с другой стороны, есть немало примеров нереализованных проектов развития энергоёмкостей и инфраструктурные ограничения. Можно сделать вывод, что имеют место проблемы целеполагания, планирования и прогнозирования развития энергетики в арктических субъектах РФ, а также недостаточная координация деятельности органов власти и предприятий энергетики. Решение выявленных проблем и устранение недостатков будут способствовать разработке более реалистичных прогнозов и планов, принятию более просчитанных решений и эффективной реализации проектов, направленных на развитие энергообеспечения потребителей на арктических территориях России.

5.4. Альтернативная энергетика и её место в мире

Альтернативная энергетика является компонентом современной экономики, которая находится в периоде системной трансформации при переходе к углеродной нейтральности. Схема трансформации энергетической системы на глобальном уровне представлена на рис. 45. Эта трансформация была запущена целями устойчивого развития (ЦУР), среди которых на седьмом месте — ЦУР7 «ЭНЕРГЕТИКА» — обеспечение доступа к недорогим, надёжным, устойчивым и современным источникам энергии для всех.

Для успешной трансформации системы необходимо её изменение на трёх уровнях: *ценностном, законодательном и поведенческом*. Если хотя бы на одном

из уровней произойдёт разрыв, в системе наступит кризис. На законодательном уровне схемы трансформации глобальной энергосистемы мы расположили современные понятия, которые использует современная концепция устойчивого развития (КУР). На поведенческом уровне стоит энергетический переход, который осуществляют региональные сообщества в соответствии с условиями занимаемой территории и возможной мобильности ресурсов и технологий, в нашем случае — Арктическая зона Российской Федерации.



Рис. 45. Трансформация энергетической системы на глобальном уровне (разработано автором)

Альтернативная энергетика включает технологические приёмы производства и использования энергии, которые способствуют снижению ресурсопотребления, главным образом ископаемого топлива, что ведёт к сокращению выбросов двуокси углерода (CO₂). Альтернативная энергетика стремится снизить своё воздействие на окружающую среду и не производить избыточные парниковые газы (ПГ).

Зелёная энергетика — технологии получения и использования энергии, ведущие к ресурсосбережению и сокращению использования ископаемого топлива. Из определения видно, что понятия зелёной и альтернативной энергетике являются синонимами.

Возобновляемая энергетика — технологии получения энергии из естественно возобновляемых источников или процессов Земли (солнце, ветер, вода). Так как процессы, связанные с солнцем, ветром и водой, в природе возникают естественно и постоянно, то возобновляемые источники неисчерпаемы. Возобновляемая энергетика также считается «зелёной». Однако, например, хотя гидроэнергия

является возобновляемым источником, можно утверждать, что вырубка лесов и индустриализация при строительстве плотин нанесёт ущерб окружающей среде.

Чистая энергетика — технологии, где энергия получена без выделения загрязняющих веществ. Например, ядерная энергетика в настоящее время признана чистой, хотя до сих пор не решены проблемы ядерных отходов.

Углеродная нейтральность — компании, процессы и продукты становятся углеродно-нейтральными, когда они подсчитывают свои выбросы углерода и компенсируют то, что они произвели, с помощью проектов по компенсации выбросов углерода. Современная схема формирования углеродной нейтральности за счёт улавливания, хранения и использования углерода дана на рис. 46, где CCS — улавливание и хранение (от англ. Carbon Capture Storage) и CCU — улавливание и использование (от англ. Carbon Capture Utilisation) углерода.

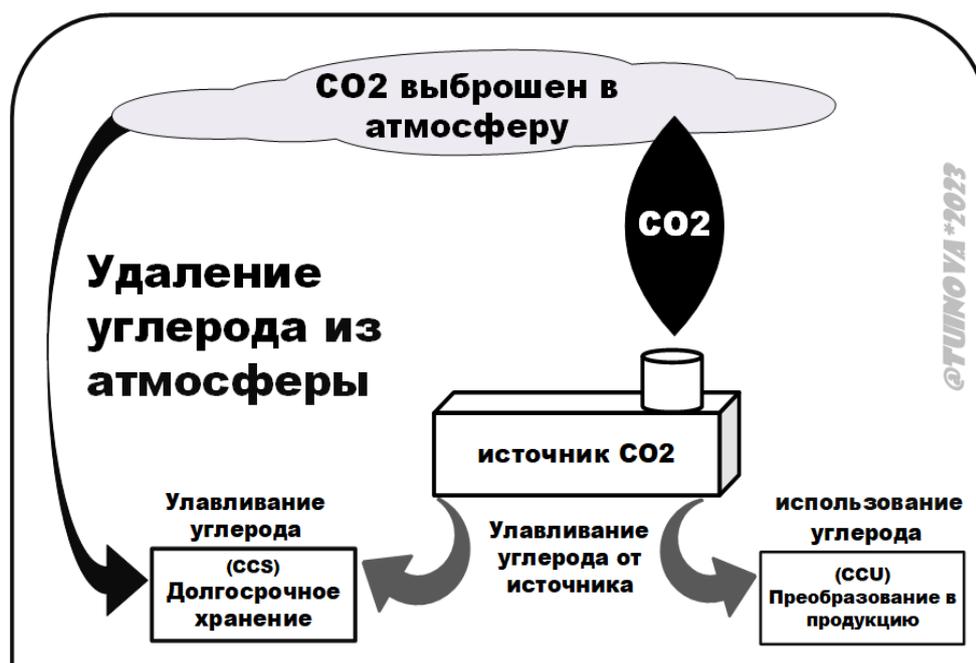


Рис. 46. Формирование углеродной нейтральности

Парниковые газы, такие как CO_2 , равномерно рассеиваются в атмосфере, поэтому считают, что концентрация парниковых газов во всём мире примерно одинакова. Выбросы, которых невозможно избежать в одном месте, могут быть компенсированы за счёт проектов по компенсации выбросов углерода в другом. Например, это может быть сделано путём сохранения лесопосадок, лесов или расширения использования возобновляемых источников энергии.

Парижское соглашение — юридически обязывающий международный договор об изменении климата, который вступил в силу 4 ноября 2016 г. Его главная цель — удержать повышение глобальной средней температуры на уровне ниже $2\text{ }^\circ\text{C}$ доиндустриального уровня и продолжать усилия по ограничению повышения температуры до $1,5\text{ }^\circ\text{C}$ выше доиндустриального уровня. В табл. 34 рассмотрены существующие методы улавливания углеродов.

Методы улавливания углерода СС (Carbon Capture)

Метод и его описание	Объём от суммарной мощности улавливания, %
CCS — углерод улавливается из источника, например, на электростанциях; хранится в солёных водоносных горизонтах или других не наземных месторождениях; не используется для повышения нефтеотдачи	27
CCU — углерод улавливается и преобразуется в более ценные вещества или продукты, такие как пластмассы, бетон или топливо, при этом сохраняется углеродная нейтральность производственных процессов. Для того чтобы CO ₂ вступил в реакцию и превратился в высокоэнергетические продукты, такие как топливо, необходимо обеспечить большое количество энергии. Реакции утилизации CO ₂ обычно происходят при повышенных давлениях и температурах, с использованием высокоэнергетических реактивов, таких как водород	1
CCUS (Carbon Capture Utilisation Storage) — улавливаемый углерод продаётся/используется для повышения нефтеотдачи пластов. Его закачивают в истощённые месторождения, чтобы вытеснить больше нефти/газа из скважин. Такой углерод хранится под землёй. Продажа уловленного CO ₂ повышает рентабельность проектов по разработке газовых месторождений	72

Примечание. Составлено автором.

Чистый ноль — это принцип, когда достигается баланс между количеством эмитированных ПГ и количеством удалённых из атмосферы. Он может быть достигнут благодаря сочетанию технологий сокращения и удаления выбросов. Чистые нулевые выбросы описывают состояние, когда парниковые газы, поступающие в атмосферу, уравниваются парниковыми газами, удалёнными из атмосферы за счёт технологий CDR (они рассмотрены в табл. 35).

Реальный ноль, или абсолютный, — это принцип, означающий, что все выбросы сокращаются до нуля, то есть их выброс в атмосферу предотвращён, поэтому не требуется никаких балансирующих компенсаций или процессов удаления. На рис. 47 представлены схемы обращения с парниковыми газами по этим двум принципам чистого и реального нолей.

Важно, что после отделения углекислого газа (CO₂) в описанных технологических процессах оставшаяся богатая водородом смесь может быть использована в качестве топлива, то есть это один из элементов водородной энергетики.

Методы CDR (Carbon Dioxide Removal)

Метод, сфера применения	Описание
DACCS (Direct Air Capture with Carbon Storage), <i>промышленность</i>	Прямое улавливание воздуха с хранением углерода
Blue Carbon (= голубой углерод), <i>прибрежные зоны</i>	Использование биоты прибрежных водно-болотных угодий и лугов морской травы для повышения поглощения CO ₂
Закисление морской воды (может угрожать существованию рифов и других морских обитателей), <i>открытый океан</i>	Распыление специальных веществ над океаном для поглощения CO ₂ и противодействия закислению океана
BECCS (Bio Energy Carbon Capture & Storage) (биоэнергетическое улавливание и хранение углерода), <i>пахотные земли</i>	Выращивание/сбор биомассы для производства биотоплива улавливание и секвестрация высвобожденного CO ₂
БИОСНАР (БИОСАР), <i>пашня</i>	Выращивание/сбор биомассы, превращение её в древесный уголь и захоронение
Секвестрация углерода в почве, <i>пахотные земли</i>	Севооборот без обработки почвы, чтобы почва поглощала больше CO ₂
Усиленная минерализация, <i>припочвенный слой</i>	Рассеивание каменного порошка на земле для реакции с CO ₂ в воздухе
Лесоразведение/лесовосстановление, <i>леса</i>	Посадка или восстановление лесов для поглощения и удержания углерода по мере их роста

Примечание. Составлено автором.

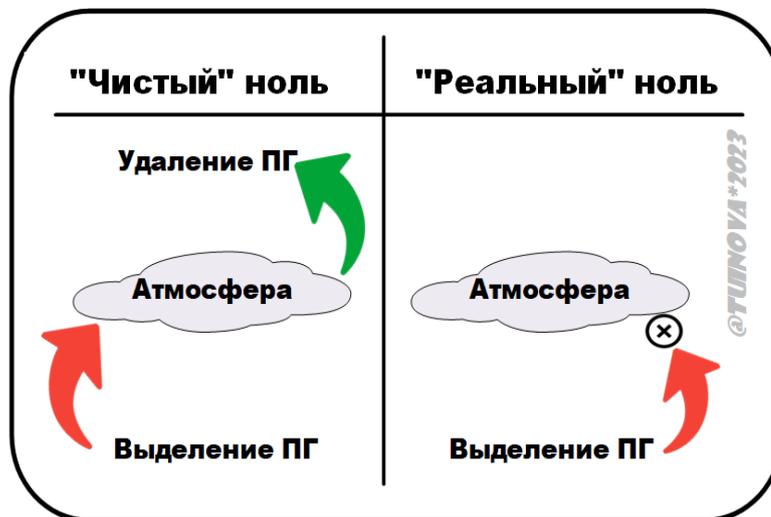


Рис. 47. Принципы «чистого» и «реального» нолей при обращении с парниковыми газами

Подводя итоги технологии улавливания CO₂, можем сказать следующее:

1. CCS — это процесс, в котором относительно чистый поток CO₂ от промышленного источника улавливается, обрабатывается и сжимается в жидкий поток для последующей транспортировки. Улавливание CO₂ в CCS происходит с помощью:

- технологии дожигания — отделяет CO₂ от дымового газа, например, с помощью химического растворителя, после сжигания топлива;
- технологии предварительного сжигания, в которой предусматривается преобразование топлива в газовую смесь, состоящую из водорода и углекислого газа (H₂ + CO₂), до его сжигания;
- технологии кислородного сжигания — предполагает сжигание топлива с почти чистым кислородом для получения CO₂ и пара с последующим улавливанием выделяющегося CO₂.

2. CCU — процесс переработки двуокиси углерода для дальнейшего использования. CCU отличается от CCS тем, что CCU не ставит своей целью постоянное геологическое хранение углекислого газа. Вместо этого CCU направлена на преобразование уловленного диоксида углерода в более ценные вещества или продукты, такие как пластмассы, бетон или топливо, при сохранении углеродной нейтральности производственных процессов.

3. CDR — процесс улавливания диоксида углерода (CO₂) из атмосферы и его хранения в течение 10–100 лет в растениях, почве, океанах, скалах, солёных водоносных горизонтах или истощённых нефтяных/газовых резервуарах. На рис. 47 этот процесс обозначен зелёной стрелкой. Предлагается множество различных методов удаления углерода, некоторые из них уже используются, другие находятся на ранних стадиях исследований и разработок (см. табл. 34).

4. NET (технологии отрицательных выбросов (Negative emissions technologies)) — это технологии/практики, реализующие удаление углерода, имеют большое значение, поскольку считается, что от 15 до 40 % выброшенного углерода остаётся в атмосфере до тысячи лет, а примерно от 10 до 25 % — десятки тысяч лет.

5. *Водородная энергетика* — основана на технологиях получения и использования водорода. Классификация водорода приведена в табл. 36. Особый интерес вызывает *зелёный водород*, потому что его запас, то есть ресурс водорода, полученного в интеграции с ВИЭ, являющимися непостоянными — солнце, ветер и приливы, можно использовать для балансировки работы электросети. Такой водород вырабатывается при низком спросе, а отпускается обратно в сеть при высоком, что особенно актуально для северных территорий, например, АЗРФ. Зелёный водород целесообразно запасать в период полярного лета, когда могут работать солнечные панели и ветроустановки, а их избыточная энергия может быть использована в электролизе для получения водорода. Зимой, в период полярной ночи, наоборот, водород будет вырабатывать электроэнергию и тепло, выступая в качестве топлива. Для получения водорода нужны электролизёры. Ведущим мировым производителем электролизёров является малоизвестная норвежская компания Nel (NLLSF), имеющая завод в Коннектикуте и быстро наращивающая производство. Генеральный директор компании Хокон Вольдал утверждает, что США могут стать одним из самых дешёвых мест для производства водорода.

Рядом исследований²⁹⁰ показано, что крупные энергетические компании инвестируют значительные средства в технологию зелёного водорода. Ожидается, что к 2050 г. рынок зелёного водорода достигнет 60 млрд долл/год.

6. *Электротопливо* (Electrofuel, e-fuel) — один из видов синтетического топлива, новый класс углеродно-нейтральных заменяющих видов топлива, которые производятся с помощью электроэнергии из возобновляемых источников.

7. *Энергетический переход* подразумевает смену систем производства и потребления энергии на основе ископаемого топлива, включая нефть, природный газ и уголь, на возобновляемые источники энергии, такие как ветер и солнце, литий-ионные батареи (рис. 48). Увеличение доли возобновляемых источников энергии в структуре энергоснабжения в мире (рис. 49), развитие электрификации и совершенствование систем хранения энергии свидетельствуют о стремительном развитии энергетического перехода. Регулирование и обязательства по декарбонизации были неоднозначными, но энергетический переход будет продолжаться, поскольку инвесторы отдают приоритет экологии (рис. 50). Структура конечного потребления энергии по энергоносителям и его прогноз на 2050 г. приведены на рис. 51.

Таблица 36

Классификация водорода H₂

Тип H ₂	Способ получения	Примечание
1. Серый	Получают из природного газа с помощью парового риформинга, который отделяет водород от природного газа	Самый распространённый и самый дешёвый в производстве водород. Используется в качестве топлива и сам по себе не является источником выбросов ПГ, однако сам процесс его производства их образует. При этом используемые технологии не позволяют улавливать выбрасываемый в атмосферу углерод
2. Голубой	Добывают с помощью процесса парового риформинга. Отличается от серого тем, что выделяемый углерод улавливается и хранится, что уменьшает выбросы в атмосферу, хотя и не устраняет их	Голубой водород иногда называют «низкоуглеродным», поскольку процесс производства не позволяет избежать образования парниковых газов, а лишь накапливает их

²⁹⁰ Соловьева О. Шансы на экспорт российского водорода существенно сократились // Экономика. 2023. 24 апреля; Эксперты оценивают роль зелёного водорода в стабильности сети / Дж. Лин [и др.] // МСЕ. 2022. 22 марта; Газман В. Д. Потенциал возобновляемой энергетики. 2022. 360 с.

Тип H ₂	Способ получения	Примечание
3. Зелёный	Производится путём электролиза воды с использованием чистой электроэнергии, получаемой из избыточной возобновляемой энергии ветра и солнца	Зелёный водород не производит выбросов углекислого газа. Основная задача заключается в снижении затрат на производство, чтобы сделать зелёный водород действительно доступной возобновляемой и экологически чистой альтернативой
4. Чёрный (коричневый)	Создаётся с использованием любого типа угля в процессе добычи. Этот процесс, называемый газификацией, является процессом, противоположным электролизу зелёного водорода	Это устоявшийся процесс, используемый во многих отраслях промышленности, который преобразует богатые углеродом материалы в водород и двуокись углерода, которые затем выбрасываются в воздух, вызывая загрязнение и становясь самым вредным для окружающей среды водородом
5. Розовый	Добывают путём электролиза с использованием ядерной энергии	Розовый водород также иногда называют <i>фиолетовым (красным)</i> водородом
6. Жёлтый	Специально производится с помощью солнечной энергии	В принципе, такое же производство, как и в случае с зелёным водородом
7. Бирюзовый	Получают с помощью «пиролиза метана», который производит водород и твёрдый углерод, используя тепло для разрушения химического состава материала	Бирюзовый водород — новая технология. Предстоит выяснить, можно ли его применять в больших масштабах. Углерод не выбрасывается в воздух, вместо этого он сохраняется в созданном твёрдом углероде. Если эффективность бирюзового H ₂ будет доказана, то он сможет присоединиться к голубому в качестве «низкоуглеродного водорода», если углерод можно будет постоянно хранить экологически безопасным способом
8. Белый	Встречается в природе в подземных залежах геологического водорода. Добывают с помощью гидроразрыва пласта	В настоящее время нет планов по использованию этого водорода в качестве источника энергии

Примечание. Составлено автором.

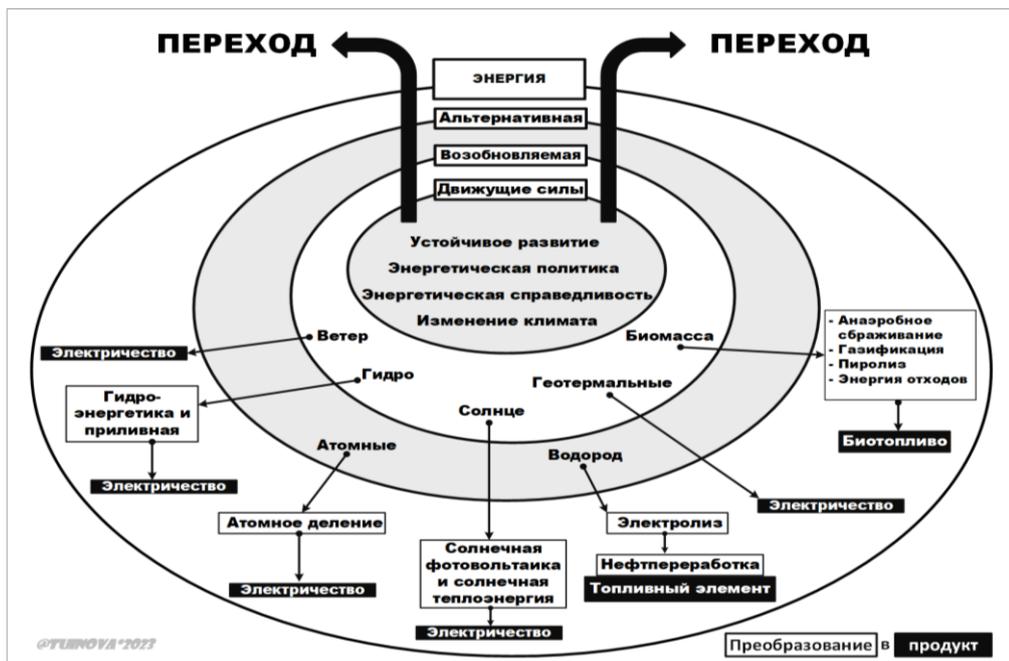


Рис. 48. Схема глобального энергетического перехода в 2023 г. (разработано автором на основе [World Energy Transitions Outlook 2023 // IRENA Report. 2023. March])

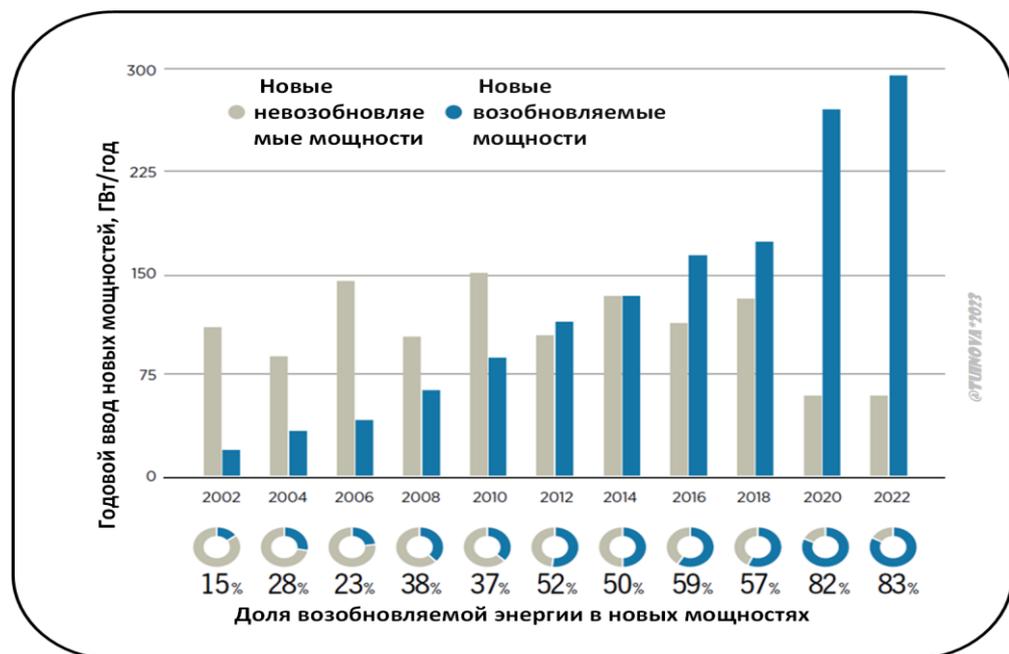


Рис. 49. Динамика роста энергетических мощностей в мире, 2002–2022 гг. [World Energy Transitions Outlook 2023 // IRENA Report. 2023. March]

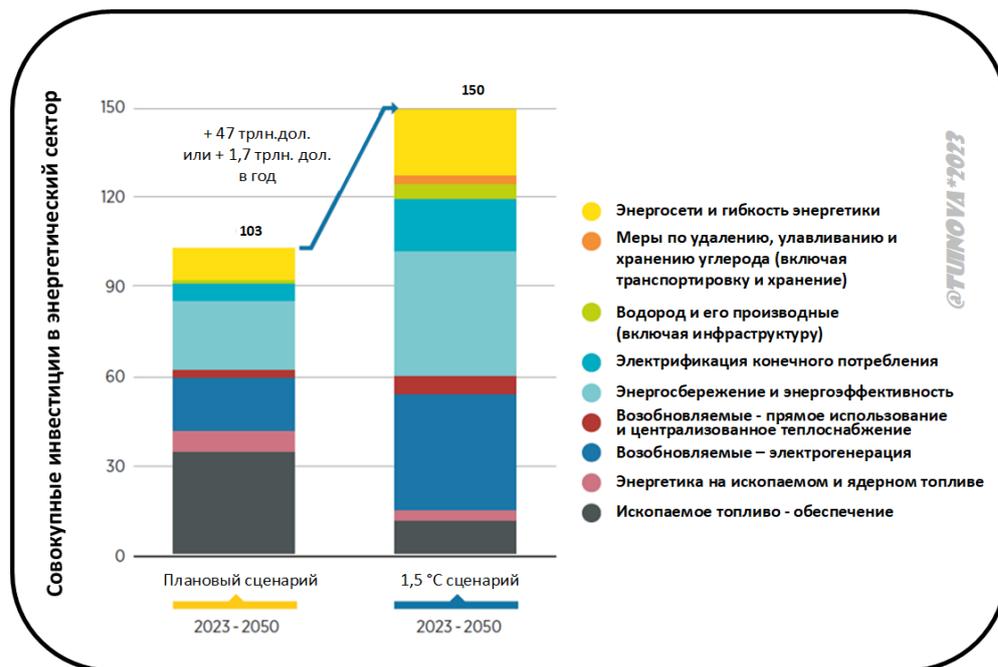


Рис. 50. Совокупные инвестиции в глобальный энергетический сектор по плановому и экологическому сценариям, 2023–2050 гг., трлн долл. [World Energy Transitions Outlook 2023 // IRENA Report. 2023. March]

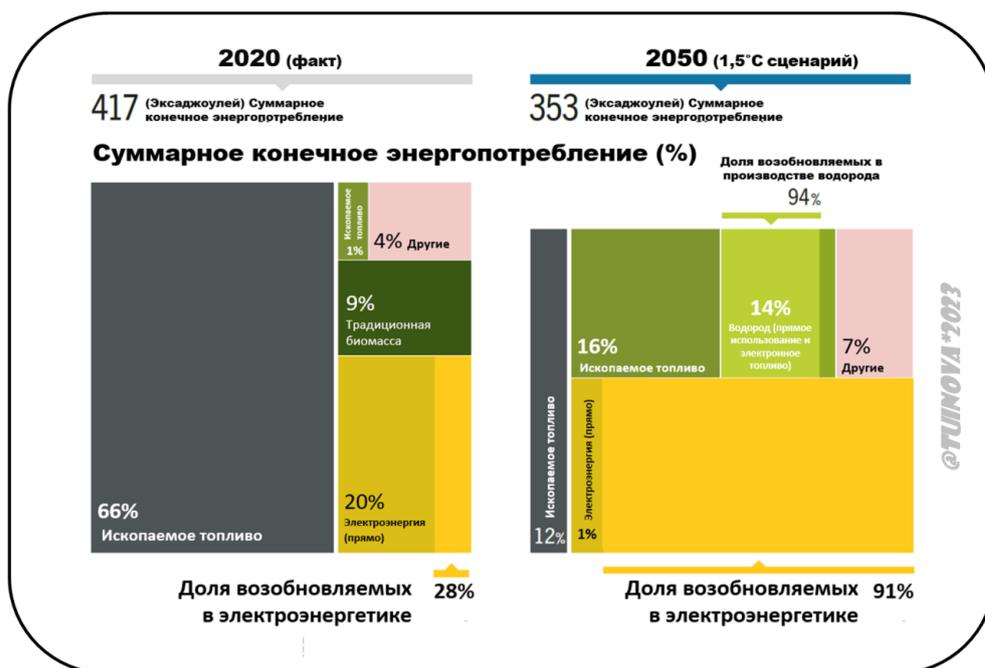


Рис. 51. Структура конечного потребления энергии по энергоносителям в 2020 г. (фактически) и 2050 г. (по сценарию 1,5 °С)

Подводя итог вышесказанному, можем сказать: возникает чувство, что во многих случаях происходит «тушение огня керосином». В борьбе с изменением климата за устойчивое развитие предлагаются механизмы и технологии, которые ещё проходят стадию тестирования, и не факт, что они смогут работать и достигать поставленных перед ними задач в условиях разных территорий, особенно в суровой и ранимой Арктике. Основываясь на понимании порочных сторон базиса современного общества, динамики его развития, российская Арктика и её люди ни в коей мере не должны выпадать из общей борьбы большей части человечества против власти крупных капиталистов и за построение такого общества, деятельность которого была бы направлена на общее благо и устойчивость развития, а не на наращивание богатств отдельных людей вопреки всему²⁹¹.

Альтернативная энергетика является основой построения зелёной экономики, которая, в свою очередь, имеет своей целью экологичное и справедливое хозяйствование. Широко известно, что социализация ведущих стран капитализма в первой половине XX в. началась только тогда, когда появилась альтернативная социалистическая система — Советский Союз. Поэтому сейчас тоже именно у России с её северным измерением, особым доступом к ресурсам и уникальным русским культурным кодом есть шанс осуществить успешную трансформацию энергетической системы.

5.5. Экономико-правовой климат и перспективы развития альтернативной энергетики в арктических регионах

Арктические страны имеют разные геополитические, экологические и энергетические системы. Многие населённые пункты в Арктике — небольшие, удалённые, потому часто не подключены к крупным энергетическим сетям. Около 80 % энергии в них производится с помощью ископаемого топлива, например дизельного²⁹². Местные источники энергии могут снижать зависимость от импортного топлива, используя альтернативные энергетические технологии, адаптированные к арктическим условиям. В Арктике эти технологии будут дороже своих аналогов в районах умеренного климата. В этом подразделе мы рассматриваем небольшие локальные системы генерации — микросети/мини-сети, то есть группу взаимосвязанных потребителей и распределённых энергетических ресурсов (РЭР). Они могут быть как подключены к централизованной сети, так и работать независимо, в «островном режиме». На рис. 52 дан обобщённый подход разных по условиям арктических государств к развитию РЭР.

Развитие альтернативной энергетики в Арктике идёт медленно, но концепция антропогенного изменения климата, декарбонизации экономики и общества, а также КУР продвигают проекты в области ВИЭ повсюду, в том числе в Арктике. Дизель — традиционное топливо в Арктике как для производства

²⁹¹ Дмитриев А. Не все экологи защищают окружающую среду. URL: <https://proizvolvlastei.livejournal.com/536364.html> (дата обращения: 09.06.2023).

²⁹² Witt de M., Stefánsson H., Valfells Á. Energy security in the Arctic: Policies and technologies for integration of renewable energy. 2019. URL: <https://arcticyearbook.com/arctic-yearbook/2019/2019-briefing-notes/329-energy-security-in-the-arctic-policies-and-technologies-for-integration-of-renewable-energy> (accessed 09.06.2023).

электроэнергии в микросетях, так и в качестве резервного топлива для нужд коммунального теплоснабжения. Участвовавшие стихийные бедствия с масштабными разрушениями вызывают повышение требований к обеспечению безопасности²⁹³. В энергетике Арктики эти требования ещё более высокие.



Рис. 52. Развитие РЭР в арктических странах: общее в подходах (составлено автором)

По мнению авторов²⁹⁴, для Арктики актуальны чёткие долгосрочные цели и политика поддержки ВИЭ для обеспечения инвестиций, постепенная отмена субсидий на ископаемое топливо в Арктике, государственно-частное партнёрство, экологическая политика (налог на углерод, налоги на загрязнение окружающей среды). Всё это имеет большое значение для развития проектов альтернативной энергетики в Арктике. Разработчики новых энергетических проектов стремятся к *синергии* решений для совместной работы традиционной и альтернативной энергетики для небольших удалённых общин в Арктике.

Проект «Снежинка»²⁹⁵ на полуострове Ямал, в предгорьях Урала, нацелен на развитие использования водородной энергии в Арктике (табл. 37). Предполагаемая стоимость в 27 млн долл. позволит создать круглогодичный научный центр для разработки, тестирования и совершенствования безуглеродных

²⁹³ Thaler Ph., Hofmann B. The impossible energy trinity: Energy security, sustainability, and sovereignty in cross-border electricity systems. Published by Elsevier Ltd. 2021.

²⁹⁴ Gersimchuk I., Bridle R. Re-Arctic: Promoting renewable energy, eliminating fossil fuel subsidies and benefitting communities in the North. 2015. December, 29. URL: <https://www.iisd.org/articles/policy-analysis/re-arctic-promoting-renewable-energy-eliminating-fossil-fuel-subsidies-and> (accessed 09.06.2023).

²⁹⁵ В англоязычных источниках — “Arctic Hydrogen Energy Applications and Demonstrations” (AHEAD).

технологий в российской Арктике²⁹⁶. При этом учитывается, что в суровых условиях Ямала высокая скорость ветра и температура в горной местности может достигать до -60 °С.

Таблица 37

Российский проект «Снежинка» в Арктике

№ п/п	Цели проекта	Расшифровка
1	Техногенная и экологическая безопасность	Доказать, что водород и ВИЭ готовы и безопасны для использования в Арктике уже сегодня
2	Испытательная площадка	Для различных альтернативных энергетических технологий, для проверки и демонстрации в реальных условиях Арктики
3	Электролизёры	Для получения водорода из чистой воды. Электролизёры будут работать на энергии ветра
4	Хранилище водорода	Ёмкость — 100 МВт ч
5	Гибридность энергетических систем	Проект объединяет в работе ВЭУ, СЭУ и литиевые батареи, снижает зависимость от дизеля в Арктике, изучает адаптацию гибридных энергетических систем в Арктике
6	Инновационное финансирование	За счёт комбинации местных, федеральных и частных инвесторов, работающих в Ямальском регионе
7	Финансовые ограничения	Нет никаких финансовых обязательств или коммерческих ограничений по времени, чтобы доказать свою эффективность
8	Сотрудничество в рамках запланированных испытаний	К 2024 г. вездеходы на водороде, беспилотники на водородном топливе, водородные топливные элементы на аммиаке и т. д.
9	Информационно-пропагандистская деятельность	Международная и местная в тесном сотрудничестве с коренными кочевниками Ямала, которые проходят через территорию центра два раза в год

Примечание. Составлено автором на основе данных: [Heidi Vella. Arctic exploration: development green energy technology in an extreme region. 2022. URL: <https://www.power-technology.com/analysis/russia-arctic-renewable-power-wind-green-hydrogen> (accessed 09.06.2023)].

²⁹⁶ МАС «Снежинка» — пример международного сотрудничества, возобновляемой энергии и устойчивого развития Арктики — на форуме Арктического Совета = Arctic Hydrogen Energy Applications and Demonstrations (AHEAD) // Arctic Resilience Forum. 2020. URL: <https://arctic-mipt.com/tpost/n9jbyg09u1-mas-snezhinka-primer-mezhdunarodnogo-sot> (accessed 09.06.2023).

В соответствии с КУР важно вовлекать местное население в разработку проектов альтернативной энергетики в Арктике. Arctic Renewable Energy Networks Academy (ARENA) — это программа обмена знаниями для жителей отдалённых арктических общин, демонстрирующая, как совместная, циркумполярная программа обучения в области возобновляемых источников энергии может принести долгосрочные выгоды коренным и северным общинам в Канаде, США, Исландии и Норвегии²⁹⁷. Знания коренных народов и местного населения важны для принятия будущих решений по обеспечению безопасности в Арктике.

Сетевой проект Community Appropriate Sustainable Energy Security (CASES)²⁹⁸ — устойчивая энергетическая безопасность с учётом потребностей общин — объединяет большую команду учёных, общины северных и коренных народов, промышленных предприятий (групп) и местных органов власти Северной Канады, Аляски, Швеции и Норвегии. Они вместе работают над переосмыслением понимания энергетической безопасности в Арктике по мере ускорения глобального перехода к низкоуглеродным энергетическим системам. Руководитель проекта Грег Поелзер утверждает, что Арктика, по мере роста инвестиций в ВИЭ в рамках борьбы с изменением климата, имеет возможность не только повысить энергетическую безопасность коренных и северных общин, увеличив надёжность источников энергии, инвестируя в местные источники энергии, но также найти возможности для трудоустройства местного населения. CASES наращивает потенциал внутри арктических общин, например, норвежские партнёры CASES организовали «энергетические кафе» для поощрения участия населения в новых энергетических мероприятиях и просвещения местных жителей по вопросам энергетики и устойчивого развития. Большинство студентов в Швеции, Норвегии, Аляске, Саскачеване и Манитобе по специальности «магистр устойчивого развития по энергетической безопасности» — это выходцы из северных и коренных общин. ARENA при поддержке CASES проводит регулярные вебинары²⁹⁹ со времени пандемии COVID-19, исследования CASES финансируются до 2026 г., в качестве партнёров выступают государственные, частные и общественные организации.

Безопасность в энергетике обеспечивают характеристики системы (рис. 53). Системы должны быть способны предвидеть, готовиться и адаптироваться к изменяющимся условиям, а также противостоять сбоям, реагировать на них и быстро восстанавливаться после них, обеспечивать техногенную безопасность. Определение понятий³⁰⁰ подвижно из-за постоянно происходящих изменений как в технологических системах, так и во внешних, включающих, например, экологические системы.

²⁹⁷ Energy in a changing North // WWF Arctic Programme. 2018. URL: <https://www.arcticwwf.org/the-circle/stories/energy-in-a-changing-north/> (accessed 09.06.2023).

²⁹⁸ Menghawani V., Walker C., Martin J. Seeking solutions to Arctic energy security locally through renewable energy transitions. University of Saskatchewan. 2022. URL: <https://www.uarctic.org/news/2022/9/seeking-solutions-to-arctic-energy-security-locally-through-renewable-energy-transitions/> (accessed 09.06.2023).

²⁹⁹ CASES webinar series. On a regular basis. URL: <https://renewableenergy.usask.ca/events/cases-webinar-series.php> (accessed 09.06.2023).

³⁰⁰ Основы обеспечения безопасности. Техногенная и технологическая безопасность: лекции Тверского гос. техн. ун-та. 2018. URL: <https://studfile.net/preview/7173712/page:7/> (дата обращения: 09.06.2023).



Рис. 53. Особенности обеспечения безопасности системы (составлено автором)

Надёжные энергетические системы поддерживают жизнедеятельность удалённых населённых пунктов Арктики, к ним относят дизельные генераторы. На местах часто имеются резервные генераторы для обеспечения устойчивости. Старение энергетических систем снижает надёжность дизельных генераторов, а специалисты по ремонту дизельного оборудования и запчасти довольно часто расположены далеко.

Устойчивость энергосистемы с её характеристиками обычно может быть приложена к электрическим сетям коммунального масштаба, но не всегда к микросетям и РЭР. Environmental Protection Agency (EPA) сравнило шесть РЭР с вариантом «резервного генератора».

Расширенная устойчивость выходит за рамки энергетической системы. Рассмотренные выше методики использовались для оценки устойчивости энергетики, но их сложно применять в Арктике. Проживающие в Арктике, в зависимых от дизельного топлива общинах, придают большое значение социально-экономическому вкладу дизельной генерации в занятость, надёжность, привычность и устойчивость общины, но при этом выражают обеспокоенность ухудшением состояния окружающей среды и риском разлива топлива. Однако риск отсутствия тепла и зависимость от внешнего импорта являются главной проблемой энергосистем в Арктике.

«Экстерналии» — это факторы, связанные с устойчивостью, которые в основанных на стоимости расчётных моделях не учитываются, потому что являются внешними по отношению к расчётам модели. Помимо энергетической и продовольственной безопасности, экологического здоровья и возможностей экономического развития, существуют и другие экстерналии, имеющие отношение к арктическим энергетическим системам, они включают безопасность рабочих мест, энергетическую, экологическую и климатическую справедливость. Хотя стоимость таких экстерналий не включается в экономический анализ, они, тем не менее, играют роль при принятии инвестиционных решений.

Считается, что энергосистемы в удалённых арктических поселениях можно рассматривать как интегрированные системы поставки самых необходимых для выживания тепла и продовольствия. Все энергосистемы в Арктике подвержены сбоям — как подключенные к сети, так и «островные». Энергетика Арктической зоны РФ, благодаря советскому наследию, демонстрирует существенно большую, чем в других странах, резистентность вызовам природного и техногенного характера. Роль альтернативной энергетики из-за малой доли в энергобалансе имеет экспериментальный характер и пока не вносит существенного вклада в энергетический баланс Арктики.

Проведённая нами в 2022 г. перспективная оценка влияния альтернативной энергетики на состояние техногенной и экологической безопасности в Арктике позволила утверждать, что, вероятно, в будущем энергосистемы будут постоянно сталкиваться с угрозами, связанными с суровыми погодными явлениями, нарушениями в цепочке поставок, нестабильной и растущей стоимостью дизельного топлива и т. д. Однако необходимо постоянно совершенствовать их работу в Арктике и стремиться увеличивать в них долю альтернативных передовых технологий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Постоянно меняющиеся геополитическая и геоэкономическая ситуации в мире порождают новые угрозы, при этом всё больше государств, и не только арктических, обращают свои взгляды на этот макрорегион, который обладает значительным ресурсным потенциалом и имеет большое стратегическое значение. Для России Арктика — это не просто приграничная территория, которая богата энергетическими и другими природными ресурсами, это та территория, от успешности развития которой во многом зависит будущее всего государства. При этом наблюдающееся на планете на протяжении последних нескольких десятилетий увеличение среднегодовой температуры способствует высвобождению ото льда всё больших арктических пространств, создавая объективные предпосылки для их ускоренного освоения.

Раздел 1 «Новые геополитические условия развития российской Арктики» посвящён изучению вопросов стратегического планирования развития Арктики.

В рамках исследования определено, что глобализация как феномен мироздания «теряет энергию», в результате в координатах мирового доминирования определяется переход от глобального превосходства одной страны (США) к национальному могуществу одного и более государств, что предполагает активное участие государства в процессах социально-экономического развития России с использованием инструментария стратегического планирования.

Также сделан вывод о том, что в новых геополитических условиях дефрагментации глобального рынка энергетических ресурсов и введённых ограничений на морскую транспортировку нефти и нефтепродуктов задачи Военно-морского флота России в дальней морской и океанской зонах принимают выраженный экономический характер. ВМФ России средствами демонстрации силы и флага обеспечивает безопасность морских коммуникаций при транспортировке энергетических ресурсов. Учитывая значение нефти и нефтепродуктов в формировании доходов федерального бюджета РФ, обеспечение безопасности морской транспортировки этих ресурсов становится экономической задачей государственной важности. В свете кардинального изменения поставок нефти и нефтепродуктов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона масштаб экономической деятельности Военно-морского флота РФ приобретает реально глобальный характер.

Проведённый в рамках исследования анализ показал, что нефтегазовые доходы до сих пор имеют существенное значение при формировании доходной части федерального бюджета. Так, по итогам 2022 г. доля нефтегазовых доходов составила 42 %, из которых около 85 % — доходы от продажи нефти, 15 % — доходы от продажи газа, включая экспортные таможенные пошлины и налог на добычу полезных ископаемых. В такой ситуации, с учётом вывода из строя газопроводов «Северный поток» и «Северный поток 2», а также возможности перекрытия южного коридора для доставки сжиженного природного газа, реальным альтернативным маршрутом поставок СПГ является восточный маршрут через Северный морской путь. Но для этого необходимо оперативно реализовывать не только новые СПГ-проекты, но также строить собственный газовый флот, причём с судами усиленного ледового класса. Только в этом случае удастся восстановить уровень экспорта арктического природного газа до показателей 2020–2021 гг.

Раздел 2 «Тенденции освоения ресурсов нефти “новой Арктики”» посвящён изучению современного состояния мирового рынка нефти и анализу стратегических перспектив освоения нефтяных ресурсов в Арктике.

Реализация нефтяных проектов имеет значение в части оживления деловой активности населения, инвестиционной привлекательности региональной экономики, является средством возрождения населённых мест, что в совокупности обеспечивает единство пространственного развития и территориальную целостность страны. Такой эффект возможен за счёт создания цепочки мультипликативных эффектов, возникающих на стадии реализации энергетических ресурсов, благодаря чему создаётся в несколько раз больше рабочих мест, чем на стадии непосредственной добычи. В монографии, в целях стратегического планирования (до 2035 г.), с позиций пространственной организации арктического региона предлагается организовать минерально-сырьевой центр на базе единого пункта отгрузки добываемого сырья в Кольском заливе. В состав МСЦ будут входить основные нефтяные проекты Западной Арктики: «Варандей», «Приразломное», «Ворота Арктики». Реализация рациональной пространственной организации освоения арктических нефтяных запасов, то есть создание минерально-сырьевых центров, как с правовой, так и с экономической точек зрения позволит решить множество задач в рамках социально-экономического, геополитического, оборонного направлений, а также обеспечить поступление доходов в бюджет государства. Прогнозы развития перспективных проектов не всегда однозначны, но для освоения каждого из них в первую очередь необходимы современные технологии и развитая инфраструктура. При этом сделан вывод о том, что ресурсный потенциал Арктики в настоящее время должен быть ориентирован на международные рынки, где в условиях усиления санкционных ограничений выделяется восточное направление — страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в частности Китай. В последние годы именно он является основным потребителем и импортёром энергетических ресурсов в мире.

Возвращаясь к стратегическим перспективам освоения нефтяных ресурсов в Арктике, авторы пришли к выводу о том, что данный регион обладает большим потенциалом в нефтяной сфере, однако большинство регионов не могут раскрыть свои возможности из-за отсутствия квалифицированных кадров, неоднородности социально-экономического развития и депопуляции. Поэтому в основу пространственной организации не только Арктики, но и всей России следует интегрировать принцип многослойного рационального освоения регионального хозяйства, осуществить переход от точечной модели к полосной (широтной). В качестве одной из составляющих многослойной модели выступает региональное пространство, на территории которого обеспечивается функционирование доминирующего вида деятельности (добыча нефти, газа и др.), то есть вида деятельности, способного решать задачи на стратегических направлениях развития регионального и/или национального хозяйства.

В монографии определено, что тезис о возможном полном таянии арктических льдов нельзя воспринимать как единственно истинное утверждение. Целесообразно говорить о цикличности процессов потепления и похолодания. Проведённый анализ циклических колебаний площади арктического льда за период с 1961 по 2022 гг. позволил сделать предположение об относительно скором завершении фазы спада и переходе к этапу подъёма льдообразования в Арктике.

Раздел 3 «Современное состояние российской газовой отрасли и перспективы освоения арктических запасов» посвящён изучению мирового и российского рынка природного газа. В ходе исследования проведена оценка пространственного распределения газовых ресурсов в Арктической зоне Российской Федерации, которая показала, что наименее изученной, но в то же время перспективной с точки зрения открытия крупных месторождений природного газа является северная и северо-западная часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, к которой относятся Ямальская и Гыданская нефтегазоносные области, включая прилегающую акваторию Карского моря, Обской, Тазовской и Гыданской губ. Именно с данными НГО на фоне падающей добычи в Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО по всем основным параметрам (количество открытых месторождений, разведанных запасов углеводородов, диапазон продуктивности и др.) связывают основные перспективы роста ресурсной базы природного газа.

Проведённый анализ показал, что при оценке перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов, если исходить из технологии разработки месторождений, схемы переработки и транспортировки, целесообразно выделять зону трубопроводного транспорта и зону СПГ. Зона трубопроводного транспорта Ямальской и Гыданской НГО представлена газовыми кластерами, находящимися в сфере функционирования северного и центрального коридоров арктической ГТС. При выстраивании оптимальной схемы монетизации природного газа посредством арктической ГТС перспективным является подключение вновь открытых скважин и месторождений Ямальской и Гыданской НГО к ЕСГ при помощи промысловых трубопроводов. Для прибрежных месторождений возможны варианты по глубокому бурению и освоению газовых ресурсов с берега с применением наземного бурового оборудования посредством ERD-скважины с последующей транспортировкой углеводородов до береговых технологических комплексов через трубопроводную систему путём интеграции морской газотранспортной инфраструктуры в имеющуюся или вновь созданную, по примеру реализуемых газовых проектов в Обской и Тазовской губе.

Зона СПГ представлена месторождениями, являющимися ресурсной базой как реализуемых, так и потенциальных проектов СПГ ПАО «Новатэк», находящихся в районе высокой степени труднодоступности — северо-восточное и восточное побережье Ямальского полуострова и север полуострова Гыдан, включая акваторию. Оптимальными при проектировании СПГ-проектов в Арктической зоне РФ будут проверенные технологии производства сжиженного газа: «Арктический каскад», в основе которой заложено использование особенностей арктического климата, отечественные технологии и оборудование (Ямал СПГ), и производство линий сжижения на основаниях гравитационного типа (Арктик СПГ 2) при условии синхронизации со строительством танкеров ледового класса Arc7.

В рамках исследования выполнен анализ современного состояния глобального рынка сжиженного природного газа, который показал, что мировой объём потребления СПГ продолжает расти. Так, за 2022 г. рынок увеличился почти на 5 % и достиг отметки в 542 млрд м³. Основными потребителями СПГ остаются страны Азиатско-Тихоокеанского региона, на чью долю приходится 64 % импорта. Среди отдельных стран-импортёров были выделены: Япония — 98,3 млрд м³, Китай — 93,2 млрд м³ и Южная Корея — 63,9 млрд м³. Также определены ключевые экспортёры СПГ, на долю которых по итогам 2022 г.

пришлось более 88 % рынка: Австралия, Катар, Россия, США, Малайзия, Нигерия, Индонезия, Алжир и Оман. В разделе также проведена оценка потенциальных возможностей главных поставщиков СПГ, определены страны, которые в среднесрочной перспективе могут увеличить объёмы добычи и производство и, как следствие, экспорт — это Катар и США.

Дана оценка перспективам реализации российских арктических СПГ-проектов. Выделены ключевые реализуемые в Российской Федерации проекты по производству сжиженного природного газа: проекты компании ПАО «Газпром» — «Сахалин-2» и «Портовая СПГ»; проекты компании ПАО «Новатэк» — «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк». Кроме того, определены основные СПГ-проекты российских компаний, для реализации которых в ближайшей перспективе есть все предпосылки: это «Арктик СПГ 2», «Мурманский СПГ», «Якутский СПГ», а также неарктический «Дальневосточный СПГ». Сделан вывод о том, что в случае успешного запуска этих проектов и вывода их на проектные мощности, к 2030 г. доля РФ на глобальном СПГ-рынке возрастёт до 15–17 %.

Определены ключевые методы государственной поддержки, на которые могут рассчитывать компании, занимающиеся производством сжиженного природного газа: нулевая экспортная пошлина является основным стимулом для его производителей; в рамках реализации СПГ-проектов применяется нулевая пошлина на товары, ввозимые на территорию России; нулевая ставка на добычу полезных ископаемых для СПГ-проектов, реализуемых на территории полуостровов Ямал и Гыдан. Преференция действует в течение 12 лет или до достижения объёмов добычи газа в 250 млрд м³. В Ямало-Ненецком автономном округе для организаций, которые осуществляют производство сжиженного природного газа на новом оборудовании, действует пониженная ставка налога на прибыль. В случае ввода в эксплуатацию производственной линии до 1 января 2021 г., в рамках реализуемого проекта для компании ставка по налогу на прибыль в течение 12 лет составляет 13,5 %, для мощностей, которые были введены позже, — 11,5 % на тот же временной период. Субъекты Российской Федерации наделены правом для снижения региональной части налога на прибыль до нуля в том случае, если добычу и производство СПГ осуществляют на подведомственной им территории.

В разделе 4 «Арктический уголь: потенциал и возможности» рассмотрены проблемы освоения угольных запасов западной части Российской Арктики, от прошлого к настоящему. Рассмотрена история угледобычи на Шпицбергене, поскольку освоение именно этих месторождений положило начало добыче угля в Арктике и способствовало решению задачи государственной важности по распространению русского каменного угля в Северо-Западном районе в начале XX в.

Проведённый в рамках исследования анализ освоения угольных запасов на Европейском Севере России в период конца XIX — начала XX вв. показал, что без развития арктического мореплавания и организации надёжных транспортных связей с внутренними рынками промышленное освоение Севера было бы невозможно. Особенно подчеркнута роль транспортных морских коммуникаций, как наиболее дешёвых.

В разделе подробно рассмотрены современные угольные бассейны Западной Арктики России — Шпицберген, Печорский и Таймырский.

Выполненный нами анализ показал, что по итогам 2021 г. Россия заняла 3-е место в мире по объёмам экспорта каменного (14 % от общемирового объёма экспорта), энергетического (174 млн т) и металлургического (41 млн т) угля. Однако в результате введения санкций со стороны США против топливно-энергетической промышленности и угольного эмбарго Евросоюза российские угольные компании за последние полтора года потеряли определённую долю мирового рынка угля. По данным Минэнерго, экспорт угля из России в страны Евросоюза в 2021 г. составил 48,8 млн т, что составляет 22,6 % от общего экспорта. Подавляющая часть приходилась на энергетический уголь — 45,3 млн т (92,8 %) и коксующийся уголь, необходимый для производства стали, — 3,5 млн т (7,2 %). По оценке BCS Global Markets, до начала угольного эмбарго Россия обеспечивала 70 % потребностей Евросоюза в энергетическом угле; по оценкам Еврокомиссии, эмбарго затронет 25 % всего российского экспорта угля на сумму 8 млрд евро в год.

Также сделан вывод о том, что наиболее перспективной с точки зрения экспортного потенциала в западной части Российской Арктики является разработка Таймырского угольного бассейна. Его освоение будет способствовать решению государственных задач и стратегических приоритетов в следующих аспектах: увеличение загрузки Северного морского пути; расширение хозяйственной деятельности на труднодоступных территориях и, следовательно, закрепление присутствия России в Арктике; расширение перечня поставляемой продукции на мировые рынки, например «арктического карбона», что даст возможность конкурировать с крупнейшими игроками на мировом рынке — Австралией и Индонезией за рынок Азиатско-Тихоокеанского региона.

Кроме того, обосновано, что благодаря своему географическому расположению Мурманская обл. обладает стратегическим преимуществом выхода на мировые рынки и при благоприятной мировой конъюнктуре может стать ключевым узлом для перегрузки и дальнейшей поставки российского угля. При этом развитие угольной перегрузочной индустрии может стать важным фактором экономического роста и диверсификации экономики региона. В данном контексте важным становится соблюдение экологической безопасности региона, тем более что особое внимание этим вопросам было уделено в Стратегии развития Арктики Российской Федерации.

Раздел 5 «Роль энергетических ресурсов в хозяйственной деятельности арктических регионов» посвящён изучению проблем современного состояния арктических регионов России и рассмотрению вопросов энергообеспечения в этих регионах.

Проведённый анализ показал, что организация энергообеспечения в различных районах российской Арктики имеет свои особенности: где-то развито централизованное энергоснабжение, но большие территории находятся в зоне децентрализованного энергоснабжения. В разных регионах работают различных типов электростанции — тепловые, гидроэнергетические, атомная. В зонах децентрализованного энергоснабжения работают автономные дизельные или, что реже, гибридные энергоустановки.

Важными задачами для регионов часто являются реконструкция, модернизация или замена устаревшего энергетического оборудования. Особенно это касается имеющих значительный износ малых дизельных электростанций, которые снабжают удалённых рассредоточенных потребителей. Мощностям

«большой энергетики» со временем также потребует замены: так, в Мурманской обл. уже много лет ожидается решение вопроса о замене мощностей Кольской АЭС. Одним из направлений развития энергообеспечения в рассмотренных регионах является газификация, конечно, при условии создания соответствующей инфраструктуры.

По итогам изучения поставленных в *разделе 5* проблем сделан вывод о том, что важным направлением развития электроснабжения децентрализованных потребителей в удалённых районах является снижение объёмов потребления привозного дизельного топлива. Данная задача может быть решена путём увеличения использования местных энергоресурсов (биотоплива на основе отходов лесохозяйственной деятельности, энергии малых рек, энергии ветра, местного газа или продуктов нефтепереработки в том случае, что такая переработка организована на территории арктического субъекта). Практически во всех арктических регионах рассматриваются возможности развития ветроэнергетики, причём предпочтение отдаётся не ветроэнергетике как таковой, а созданию ветродизельных комплексов.

Нами также было уделено внимание перспективам развития альтернативной энергетики в арктических регионах, что позволило умозаключить: для Арктики в настоящее время актуальны чёткие долгосрочные цели и политика поддержки возобновляемых источников энергии. В рамках дальнейших исследований следует принимать во внимание рекомендации ООН об уходе от базирующейся на ископаемом топливе экономической модели ведения хозяйства к 2050 г. Такие рекомендации были озвучены на климатических переговорах, состоявшихся в декабре 2023 г. в Дубае.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ададуров, В. А.* Каменный уголь и рынки сбыта // Каменноугольная промышленность Груманта (Шпицбергена). Ленинград : Науч. хим.-техн. изд-во, 1927. С. 37–88.
2. *Ампиров, Ю.* Энергетическое развитие российской Арктики в эпоху энергоперехода // Энергетическая политика. 2022. № 1 (167). С. 30–43.
3. Атлас Ямало-Ненецкого автономного округа : [карты] / под редакцией С. И. Ларина. Омск : Омская картографическая фабрика, 2004. 304 с.
4. *Белов, М. И.* История открытия и освоения Северного морского пути : в 4 т. Т. 3. Советское арктическое мореплавание 1917–1932 гг. Ленинград : Мортранспорт, 1959. 522 с.
5. *Белов, М. И.* История открытия и освоения Северного морского пути : в 4 т. Т. 4. Научное и хозяйственное освоение Советского Севера. Ленинград : Гидрометеиздат, 1969. 615 с.
6. *Беседина, С. С.* Влияние пандемии COVID-19 на формирование мирового рынка СПГ // Инновации и инвестиции. 2021. № 5. С. 277–280.
7. *Биев, А. А.* Формирование территориальной инфраструктуры обеспечения топливно-энергетическими ресурсами в Арктической зоне России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2019. № 3(65). С. 43–51.
8. *Богоявленский, В. И.* Совершенствование государственной политики и развитие стратегии освоения ресурсов углеводородов в российской Арктике // Научные труды вольного экономического общества России. 2020. Т. 224, № 4. С. 59–85.
9. *Бурый, О. В.* Теоретические и практические вопросы создания самодостаточных арктических поселений / О. В. Бурый, Т. Е. Дмитриева // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2015. № 3 (23). С. 141–148.
10. *Вандам, А. Е.* Наше положение. Санкт-Петербург : Тип. А. С. Суворина, 1912. 204 с. [Современное издание: Вандам А. Наше положение / А. Вандам, Н. Головин, А. Бубнов // Неуслышанные пророки грядущих войн (Великие противостояния). Москва : АСТ, Астрель, 2004. 368 с.].
11. *Варламов, А. И.* Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // Материалы Всероссийской конференции «Арктика — нефть и газ 2019». Москва, 2019. С. 15–18.
12. *Волков, А. Д.* Региональные тенденции развития экономического пространства арктической зоны Республики Карелия / А. Д. Волков, Г. Б. Козырева // Дискуссия. 2019. № 6 (97). С. 14–22.
13. *Вяхирев, Р. И.* Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Р. И. Вяхирев, Б. А. Никитин, Д. А. Мирзоев. Москва : Академия горных наук, 2001. 457 с. EDN: NJNSIL.
14. *Вяхирев, Р. И.* Российская газовая энциклопедия. Москва : Большая Российская энциклопедия, 2004. 527 с.
15. *Газман, В. Д.* Потенциал возобновляемой энергетики. Б. м. : Высшая школа экономики, 2022. 360 с.
16. *Гасникова, А. А.* Вопросы исследования факторов энергообеспечения в арктических регионах // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2019. № 3. С. 52–62.

17. *Гасникова, А. А.* Основы регулирования энергообеспечения в арктических регионах // Федерализм. 2020. Т. 25, № 3 (99). С. 66–76.
18. *Гасникова, А. А.* Условия, возможности и ограничения развития энергообеспечения в регионах российской Арктики // Фундаментальные исследования. 2021. № 10. С. 10–14.
19. *Гасникова, А. А.* Учёт различных факторов в регулировании энергообеспечения в арктических регионах // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2020. № 3 (69). С. 131–143.
20. Геология и угленосность Российской Арктики в связи с перспективами развития региона / Н. В. Пронина, Е. Ю. Макарова, А. Х. Богомолов [и др.] // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 42–52.
21. Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов российской Арктики : в 2 частях. Ч. II. Мониторинг освоения арктических энергетических ресурсов / под редакцией С. А. Агаркова, В. И. Богоявленского, С. Ю. Козьменко [и др.]. Апатиты : КНЦ РАН, 2019. 170 с.
22. Государственный архив Мурманской области. Ф. Р-162. Оп. 1. Д. 381. Л. 7; Л. 1–3.
23. *Губская, Е. И.* Энергоснабжение Мурманской области: состояние и перспективы // Электроэнергетика глазами молодёжи : материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. (Нижний Новгород, 16–19 сентября 2022 г.). Нижний Новгород, 2022. Ч. II. С. 91–94.
24. *Данилов, М. А.* Богатства северных недр : [краткий науч.-попул. очерк о геологическом строении и полезных ископаемых Архангельской области]. Архангельск : Сев.-Зап. кн. изд-во, 1977. 119 с.
25. *Дмитриев, А.* Не все экологи защищают окружающую среду // Livejournal. 2020. 7 июня. URL: <https://proizvolvlastei.livejournal.com/536364.html> (дата обращения: 09.06.2023).
26. *Дмитриевский, А. Н.* Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин // Neftegaz.RU. 2017. № 1 (61). С. 32–41. EDN: XUVIGV.
27. *Зайцев, А. Ф.* Шпицбергенский уголь. Петроград : [Артистич. заведение т-ва А. Ф. Маркс], 1917. 23 с.
28. *Иванов, А. В.* Развитие электроэнергетики арктических регионов Российской Федерации с учётом использования возобновляемых источников энергии / А. В. Иванов, А. А. Складчиков, А. Ю. Хренников // Российская Арктика. 2021. № 13. С. 62–80.
29. *Иванова, М. В.* Научные основания пространственной экономики и теории новой экономической географии / М. В. Иванова, А. С. Козьменко // Север и рынок: формирование нового экономического порядка. 2020. № 4 (70). С. 32–41.
30. *Иванова, М. В.* Оценка эффективности организации новых центров экономического роста в Арктике / М. В. Иванова, Е. А. Кузнецова, А. С. Козьменко, И. В. Филимонова // Арктика и Север. 2023. № 50. С. 66–88.
31. *Иванова, М. В.* Пространственная организация морских коммуникаций Российской Арктики / М. В. Иванова, А. С. Козьменко // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2021. Т. 14, № 2. С. 92–104.

32. *Ивашов, Л. Г.* Геополитика русской цивилизации. Москва : Институт русской цивилизации, 2015. 800 с.
33. *Ивашов, Л. Г.* Геополитическая драма России. Москва : Аргументы недели, 2021. 528 с.
34. *Исаков, И. С.* Крымская кампания и новая обстановка на Чёрном море : [по материалам Морского Сборника. 1944. № 5–6. С. 6–15] // Морской сборник. 2020. № 10. С. 3–11.
35. *Кафенгауз, Л. Б.* Эволюция промышленного производства России. Москва : Эпифания, 1994. 848 с. (Памятники экономической мысли).
36. *Кефели, И. Ф.* Евразийская цивилизация: от идеи к современному дискурсу // Евразийская интеграция: экономика, право, политика, 2021. № 2. Т. 15. С. 12–25.
37. *Козьменко, С. Ю.* Геополитические основания регионального присутствия России в Арктике / С. Ю. Козьменко, А. А. Щеголькова // Морской сборник. 2010. № 9 (1962). С. 39–45.
38. *Козьменко, С. Ю.* Геоэкономика Арктики: мобильность стратегических ресурсов нефти на закате глобализации / С. Ю. Козьменко, А. С. Козьменко // Арктика и Север. 2022. № 4 (49). С. 38–54.
39. *Козьменко, С. Ю.* Задачи Военно-Морского флота по обеспечению экономических интересов России в новых геополитических условиях // Морской сборник. 2023. № 4 (2113). С. 44–48.
40. *Козьменко, С. Ю.* Обоснование экономического преимущества морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ / С. Ю. Козьменко, В. А. Маслобоев, Д. А. Матвишин // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 554–560.
41. *Козьменко, А. С.* Пространственная организация коммуникаций при транспортировке арктической нефти на Восток // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2020. № 6 (126). С. 136–141.
42. *Козьменко, С. Ю.* Региональное присутствие России в Арктике: геополитические и экономические тенденции // Арктика и север. 2011. № 3. С. 15–26.
43. *Козьменко, С. Ю.* Современный гамбит в евразийской версии «Большой игры» // Евразийская интеграция: экономика, право, политика, 2022. Т. 16, № 4. С. 121–129.
44. *Козьменко, С. Ю.* Согласование оборонной и коммерческой деятельности флота при реализации арктических энергетических проектов // Морской сборник. 2020. № 10. С. 56–60.
45. *Козьменко, С. Ю.* Транспортировка арктического природного газа в виде СПГ / С. Ю. Козьменко, В. А. Маслобоев, Д. А. Матвишин // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 554–560.
46. *Козьменко, С. Ю.* Экономическое доминирование России на мировом рынке нефти // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2020. № 2 (68). С. 64–72.
47. *Козьменко, С. Ю.* “Casus belli” — современные оттенки глобального противостояния // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2022. № 4. С. 35–39.

48. Коксующиеся угли Арктической зоны России / В. И. Вялов, А. Б. Гуревич, Г. М. Волкова [и др.] // Георесурсы. 2019. № 21 (3). С. 111–129.
49. Колумб, Ф. Х. Морская война. Москва ; Санкт-Петербург : АСТ ; Terra Fantastica, 2003. 271 с.
50. Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири» / А. Е. Рыжов, Р. А. Жирнов, А. Г. Минко [и др.] // Геология нефти и газа. 2018. № 4 (s). С. 107–112.
51. Кондратов, Д. И. Мировой рынок газа: современные тенденции и перспективы развития // Вестник Российской академии наук. 2022. Т. 92, № 4. С. 360–371.
52. Конторович, В. А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нежнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и Шельфа Карского моря // Геология и геофизика. 2020. Т. 61, № 12. С. 1735–1755. DOI:10.15372/GiG2020154. EDN: BGYMLQ.
53. Конторович, В. А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Гыданской нефтегазоносной области (Подпимская региональная клиноформа) / В. А. Конторович, Т. Н. Торопова, В. М. Щербаненко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2022. Т. 17, № 4. DOI:10.17353/2070-5379/37_2022. EDN: UQARHO.
54. Котов, В. А. Развитие инфраструктуры СПГ в Германии: гонка со временем // Научно-аналитический вестник Института Европы РАН. 2022. № 3. С. 83–94.
55. Кропоткин, П. А. Экспедиция для исследования русских северных морей: Доклад комиссии, избранной Отделением географии физической для разработки плана снаряжения экспедиции. Санкт-Петербург, 1871. 91 с.
56. Кузнецов, Н. М. Развитие ветроэнергетики на Кольском полуострове // Фундаментальные исследования. 2022. № 9. С. 37–41.
57. Ленин, В. И. Полное собрание сочинений : 57 томах. Т. 42. Ещё раз о профсоюзах, о текущем моменте и об ошибках гг. Троцкого и Бухарина. 5-е изд. Москва : Изд-во полит. лит., 1970. С. 264–304.
58. Люгай, Д. В. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря / Д. В. Люгай, Д. А. Соин, А. Н. Скоробогатько // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). С. 29–35.
59. Малышев, Ю. Угольная отрасль: поиск ориентиров в эпоху перемен / Ю. Малышев, А. Ковальчук, А. Рожков // Энергетическая политика. 2021. № 2 (156). С. 18–29.
60. Манкулова, Ж. А. Государственная поддержка промышленного освоения Арктики: чего ожидать предприятиям и жителям региона? // Научный вестник Арктики. 2019. № 6. С. 127–136.
61. Маркс, К. Капитал : в 3 томах. Т. 2, кн. II. Процесс обращения капитала. Москва : Партиздат ЦК ВКП(б), 1936. С. 215.
62. Матвейчук, А. А. Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг.: исторические очерки / А. А. Матвейчук, Ю. В. Евдошенко. Москва : Граница, 2011. 400 с.
63. Мировой рынок СПГ структурные особенности и прогноз развития / И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов, А. А. Карташевич // Neftegaz.RU. 2023. № 2 (134). С. 50–61.

64. *Мэхэн, А. Т.* Влияние морской силы на французскую революцию и Империю : в 2 томах / русский перевод Н. Л. Кладо [1895 г.]. Москва : АСТ ; Санкт-Петербург : Terra Fantastica, 2002. Т. 1: 1793–1802. 572 с. ; Т. 2: 1802–1812. 605 с.
65. *Назаров, В.* Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса / В. Назаров, О. Краснов, Л. Медведева // Энергетическая политика. 2021. № 7 (161). С. 70–85. DOI:10.46920/2409-5516_2021_7161_70. EDN: RHEXKI.
66. *Островская, О. М.* Инновационные основы формирования системы управления теплообеспечением в экономике региона / О. М. Островская, В. С. Жаров, М. В. Иванова ; М-во образования и науки РФ, Петрозаводский гос. ун-т, Кольский филиал. Москва : Ин-т исслед. товародвижения и конъюнктуры оптового рынка, 2012. 149 с. ISBN 978-5-905735-22-6.
67. Перспективы угля в топливно-энергетическом комплексе России и мира / И. А. Агафонов, О. С. Чечина, А. В. Васильчиков, Д. Е. Овчинников // Московский экономический журнал. 2022. Т. 7, № 2. DOI:10.55186/2413046X_2022_7_2_99.
68. *Плаkitкина, Л. С.* Развитие добычи угля в Арктической зоне Российской Федерации: состояние и потенциал развития / Л. С. Плаkitкина, Ю. А. Плаkitкин, К. И. Дьяченко // Уголь. 2022. № 7 (1156). С. 71–77.
69. *Порфирьев, Б. Н.* Государственное управление развитием Арктики Российской Федерации: задачи, проблемы, решения / Б. Н. Порфирьев, В. Н. Лексин ; научный редактор В. В. Ивантер. Москва, 2016. 194 с.
70. Развитие морских перевозок углеводородных ресурсов в Арктике / Н. А. Высоцкая, Г. П. Евдокимов, М. Д. Емельянов [и др.] Апатиты : КНЦ РАН, 2009. 163 с.
71. Российский государственный архив экономики. Ф. 9570. Оп. 2, Т. 1. Д. 14. Л. 79–82.
72. *Русанов, В. А.* Статьи, лекции, письма : Литературное наследство выдающегося русского полярного исследователя начала XX века. Москва ; Ленинград : Изд-во Главсевморпути, 1945. 428 с.
73. *Савицкий, П. Н.* Евразийство // Основы евразийства / под редакцией А. Г. Дугина. Москва : Арктогея-центр, 2002. С. 266–280.
74. *Самойлович, Р. Л.* Во льдах Арктики: Поход «Красина» летом 1928 года. Ленинград : Прибой, 1930. 360 с.
75. *Сасаев, Н. И.* Стратегические возможности развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России // Экономика промышленности. 2019. Т. 12, № 2. С. 136–146.
76. Север и Арктика в новой парадигме мирового развития: актуальные проблемы, тенденции, перспективы : [научно-аналитический доклад] / под научной редакцией В. С. Селина, Т. П. Скуфьиной, Е. П. Башмаковой, Е. Е. Торопушиной. Апатиты : КНЦ РАН, 2016. 420 с.
77. *Селин, В. С.* Экономическая конъюнктура поставок арктического природного газа в Европу в условиях «украинского кризиса» / В. С. Селин, М. В. Ульченко // Вестник МГТУ. 2016. Т. 19, № 2. С. 512–520.
78. *Серова, В. А.* Транспортная инфраструктура Российской Арктики: специфика функционирования и перспективы развития / В. А. Серова, Н. А. Серова // Проблемы прогнозирования. 2021. № 2. С. 142–150.
79. *Сивков, К.* Скрежет НАТО // Завтра. 2022. № 23 (1484).

80. *Скоробогатов, В. А.* Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В. А. Скоробогатов, М. Ю. Кабалин // *Neftegaz.RU*. 2019. № 11 (95). С. 36–51.
81. *Соловьев, Д. А.* Адаптация энергетической инфраструктуры в Арктике к климатическим изменениям с использованием возобновляемых источников энергии / Д. А. Соловьев, М. О. Моргунова, Т. С. Габдерахманова // *Энергетическая политика*. 2017. № 4. С. 72–80.
82. *Соловьева, О.* Шансы на экспорт Российского водорода существенно сократились. // *Экономика*. 2023. 24 апреля.
83. *Таразанов, И. Г.* Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2019 года / И. Г. Таразанов, Д. А. Губанов // *Уголь*. 2020. № 3. С. 54–69.
84. *Телегина, Е. А.* Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция / Е. А. Телегина, Л. А. Студеникина, Д. О. Тыртышова // *Энергетическая политика*. 2020. № 1 (143). С. 60–69.
85. *Торопова, Т. Н.* История тектонического развития и нефтегазоносность Центральной части полуострова Гыданский (Север-Восток Западной Сибири) / Т. Н. Торопова, В. А. Конторович // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2019. Т. 14, № 3. DOI:10.17353/2070-5379/28_2019. EDN: ASTMHF.
86. Труды 1-й Заполярной геологоразведочной конференции 21–27 ноября 1932 г. Ленинград ; Москва : Горгеонефтеиздат, 1933. 200 с.
87. *Тутыгин, А. Г.* Экспертная оценка соотношения затрат при строительстве нефтяной транспортной инфраструктуры в Арктике / А. Г. Тутыгин, В. Б. Коробов, М. Г. Губайдуллин, Л. А. Чижова // *Управленческое консультирование*. 2018. № 12 (120). С. 110–117.
88. *Ульченко, М. В.* Проблемы развития транспортной инфраструктуры в регионах Арктической зоны Российской Федерации / М. В. Ульченко, Е. П. Башмакова // *Экономика и управление: проблемы, решения*. 2018. Т. 7, № 11. С. 45–52.
89. *Ульченко, М. В.* Российский арктический газовый комплекс: основные проблемы и перспективы развития. Апатиты : Изд-во ФИЦ КНЦ РАН, 2023. 103 с.
90. *Ульченко, М. В.* Тенденции развития мирового рынка сжиженного природного газа и перспективы реализации российских арктических проектов / М. В. Ульченко, С. В. Федосеев // *Север и рынок: формирование экономического порядка*. 2022. Т. 25, № 4 (78). С. 40–57.
91. *Фролова, И. Ю.* Китайский проект «Экономический пояс Шёлкового пути»: развитие, проблемы, перспективы // *Проблемы национальной стратегии*. 2016. № 5(38). С. 47–62.
92. *Цветков, П. С.* Сравнительная оценка стоимости транспортировки малотоннажного сжиженного природного газа и трубопроводного газа / П. С. Цветков, Д. М. Пригуляк // *Север и рынок: формирование экономического порядка*. 2018. № 6 (62). С. 30–43.
93. *Чернов, Г. А.* Из истории открытия и освоения Печорского угольного бассейна. Сыктывкар : Коми кн. изд-во, 1968. 143 с.
94. *Чурашев, В. Н.* Угольные проекты в арктической зоне России: эффективность и ориентированность / В. Н. Чурашев, В. М. Маркова // *Интерэкспо Гео-Сибирь*. 2021. Т. 3, № 1. С. 107–118.

95. *Шабалина, О. В.* История довоенной советской угледобывающей промышленности на архипелаге Шпицберген в документах государственных архивов // Наука на Шпицбергене: История российских исследований / В. Г. Захаров, О. В. Шабалина, В. Ф. Старков [и др.]. Санкт-Петербург : Гамас, 2009. С. 129–156.
96. *Шкапяк, О. Н.* Концепции внешней политики Российской Федерации 1993, 2000 и 2008 годов: сравнительный анализ // Вестник КазНУ. Серия международные отношения и международное право. 2011. № 5 (55). С. 9–13.
97. *Щеголькова, А. А.* Газотранспортная система России в новых геополитических условиях // Экономика и управление: проблемы, решения. 2022. Т. 3, № 10. С. 21–30.
98. *Щеголькова, А. А.* Геополитический ренессанс России на европейском газовом рынке // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2020. № 3 (123). С. 36–42. DOI:<https://doi.org/10.24412/FhJL8Utn1xk>.
99. *Щеголькова, А. А.* Пространственная организация освоения газовых ресурсов Арктического шельфа Российской Федерации // Арктика и Север. 2022. № 49. С. 86–104. DOI:10.37482/issn2221-2698.2022.49.86. EDN: BHUSVG.
100. *Щеголькова, А. А.* Пространственная организация освоения газовых ресурсов Ямальской нефтегазоносной области // Арктика и Север. 2021. № 45. С. 61–74. DOI:10.37482/issn2221-2698.2021.45.61. EDN: SZENNM.
101. *Щеголькова, А. А.* Экономика и политика «холодного противостояния» в новой Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 4 (74). С. 7–20. DOI:10.37614/2220-802X.4.2021.74.001. EDN:МКРАЛО.
102. *Щеголькова, А. А.* Экономическая конъюнктура украинского газового транзита // Вестник МГТУ. 2015. Т. 18, № 3. С. 565–570.
103. *Юдин, С. С.* Партнёрство государства и бизнеса для обеспечения экономической устойчивости сложных промышленных нефтегазовых систем в Арктике / С. С. Юдин, А. Е. Череповицын // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. Т. 25, № 2 (76). С. 7–18.
104. *Agarkov, S.* Organizing an oil transportation system in The Arctic / S. Agarkov, S. Kozmenko, A. Teslay // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International Scientific Round Table “Logistics in the Arctic: problems of international cooperation”. 2020. P. 012011.
105. *Vogoyavlenny, V.* The Arctic and World Ocean: Current State, Prospects and Challenges of Hydrocarbon Resources Development // Reponsibly energising a growing world : 21st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, June 2014 : [Abstract book]. 2014.
106. *Fogh Rasmussen, A.* Why it is more important than ever to invest in defence of democracy // The Telegraph. 2014. April, 6.
107. *Komarova, A. V.* The impact of the resource and environmental factors on the economic development of Russian regions // A. V. Komarova, I. V. Filimonova, A. Y. Novikov // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 422–427.
108. *Kontorovich, A. E.* Ways of developing oil and gas resources in the Russian sector of the Arctic // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2015. Vol. 85, No. 3. P. 213–222. DOI:10.1134/S1019331615030120.
109. *Krugman, P.* Will Putin Kill the Global Economy? // The New York Times. 2022. March, 31.

110. *Lazarev, D. M.* Reducing the hazardous effects of LNG using quantitative risk assessment // *Asia-Pacific journal of marine science and education*. 2023. Vol. 12. No. 1. P. 50–61.
111. *Mackinder, H. J.* The Geographical Pivot of History // *Geographical Journal*. 1904. Vol. XXIII, No. 4. P. 421–437.
112. *Sharf, I. V.* Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development / I. V. Sharf, D. N. Borzenkova, L. S. Grinkevich // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science : XIX International Scientific Symposium in honor of Academician M.A. Usov “Problems of Geology and Subsurface Development”*, PGON 2014. 2015. P. 12-079.
113. Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic region of the Russian Federation / S. A. Agarkov, A. N. Saveliev, S. Y. Kozmenko [et al.] // *J. Environmental Management and Tourism*. 2018. Vol. 9. No. 3 (27). P. 605–623. DOI:10.14505/jemt.v9.3(27).21. EDN: YBJYX.
114. *Thaler, Ph.* The impossible energy trinity: Energy security, sustainability, and sovereignty in cross-border electricity systems / Philipp Thaler, Behjamin Hofmann // *Political Geography*. 2022. Vol. 94.
115. The influence of the pipeline system on the socio-economic development of oil and gas regions / I. V. Provornaya, I. V. Filimonova, M. V. Mishenin [et al.] // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2021*. P. 012021 (International Scientific and Research Conference on Knowledge-Based Technologies in Development and Utilization of Mineral Resources).
116. *Wallerstein, I.-M.* The Politics of the World-Economy: The States, the Movements and the Civilizations. Cambridge : Cambridge University Press, 1984. 191 p.
117. World Energy Transitions Outlook // *IRENA Report*. 2023. March. ISBN 978-92-9260-527-8
118. *Yuan, J.* The future of coal in China, Resources // *Conservation and Recycling*. 2018. Vol. 129. P. 290–292.

Электронные источники

119. Апатитская ТЭЦ : [офиц. сайт]. URL: <https://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch/apatitskaya-chpp> (дата обращения: 14.06.2022).
120. Арктика: СПГ — стратегический вектор России // Центр международной торговли. URL: <https://corp.wtcmoscow.ru/services/international-partnership/analitics/arktika-spg-strategicheskii-vektor-rossii/> (дата обращения: 08.06.2023).
121. Арктикуголь: Россия и Норвегия сохраняют конструктивные отношения на Шпицбергене. URL: <https://neftegaz.ru/news/coal/780279-arktikutgol-rossiya-i-norvegiya-sokhranyayut-konstruktivnye-otnosheniya-na-shpitsbergene/> (дата обращения: 18.07.2023).
122. В Минвостокразвития заявили о планах сократить угледобычу на Шпицбергене в три раза // ИА ТАСС. 2023. 10 мая. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17717071> (дата обращения: 18.07.2023).
123. Вместе выгоднее и легче: какие проекты бизнес и государство запускают в Арктике // ИА ТАСС. 2021. 16 сентября. URL: <https://tass.ru/opinions/12381765> (дата обращения: 25.03.2023).
124. Ворота Арктики — терминал отгрузки нефти // Нефть онлайн. 2023. 23 апреля. URL: <https://neft-online.ru/> (дата обращения: 14.06.2023).

125. ВСЗ передал заказчику ледокольное судно обеспечения «Андрей Вилькицкий» // Объединённая судостроительная корпорация. 2018. 20 декабря. URL: <https://www.aosk.ru/press-center/news/vsz-peredal-zakazchiku-ledokolnoe-sudno-obespecheniya-andrey-vilkitskiy/> (дата обращения: 25.03.2023).
126. «Газпром» начал поставки газа в Венгрию в обход Украины, и она тут же прекратила транзит // BFM.RU. 2021. 1 октября. URL: <https://www.bfm.ru/news/482656> (дата обращения: 10.06.2023).
127. «Газпром» увеличил на 9,5 % прокачку газа через Украину // Коммерсантъ. 2023. 18 февраля. URL: <https://www.kommersant.ru> (дата обращения: 10.06.2023).
128. Деньги на ветер. Почему инвесторы не реализуют проекты ВЭС в Карелии // РБК. URL: 2023. 4 февраля. <https://karelia.rbc.ru/karelia/04/02/2023/63da3cd79a7947e47faa41d0> (дата обращения: 31.05.2023).
129. Доля арктической нефти в общем объёме добычи «Газпром нефти» превысила 30 % // Арктика. 2021. 18 марта. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/dolya_arkticheskoy_nefti_v_obshchem_obeme_dobychi_gazprom_nefti_prevysila_30/ (дата обращения: 25.03.2023).
130. Европа в 2022 году сократила потребление газа на 10 % // Интерфакс. 2023. 16 февраля. URL: <https://www.interfax.ru/business/886488> (дата обращения: 20.08.2023).
131. Европейская экономика озеленилась // Коммерсантъ. 2021. 25 января. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4661999?ysclid=l7s566u9ob135187341> (дата обращения 12.08.2023).
132. Европейским странам удалось заполнить подземные газохранилища на 85 % // Газета.ru. 2022. 18 сентября. URL: <https://www.gazeta.ru/business/news/2022/09/18/18591559.shtml> (дата обращения: 20.08.2023).
133. Евросоюз полностью прекратил закупки российского угля // РБК. 2022. 8 октября. URL: <https://www.rbc.ru/politics/10/08/2022/62e229b39a794791f3187fe3> (дата обращения: 11.08.2023).
134. Ежегодник Enerdata. URL: <https://energystats.enerdata.net/coal-lignite/coal-world-consumption-data.html> (дата обращения: 15.08.2023)
135. Eni ввела в эксплуатацию газовое месторождение Merakes на шельфе Индонезии // Neftegaz.RU. 2021. 26 апреля. URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/678230-eni-vvela-v-ekspluatatsiyu-gazovoe-mestorozhdenie-merakes-na-shelfe-indonezii/?ysclid=l7tgim98aj174289580> (дата обращения: 22.07.2023).
136. Значительное количество российских углеводородов по-прежнему поступает на российский рынок // Politico. 2023. 23 марта. URL: <https://podolyaka.ru/znachitelnoe-kolichestvo-rossiyskih-uglevodorodov-po-prezhnemu-postupaet-na-evropeyskiy-rynok-pishet-politico/> (дата обращения: 10.06.2023).
137. История развития // Мурманская ТЭЦ ; [сайт]. URL: <https://www.murmantec.com/about/history> (дата обращения: 13.06.2023).
138. Кольская АЭС: начало строительства Кольской АЭС-2 намечено на 2028 год / Госкорпорация «Росатом» : [офиц. сайт]. 2021. 8 июня. URL: <https://www.rosatom.ru/journalist/news/kolskaya-aes-nachalo-stroitelstva-kolskoy-aes-2-namecheno-na-2028-god> (дата обращения: 06.06.2023).

139. *Кремлева, О.* Восточный экономический форум // Экономика сегодня. 2022. URL: https://rueconomics.ru/23629327-zamministra_rf_po_razvitiyu_dal_nego_vostoka_i_arktiki_guseinov_propusknaya_sposobnost_smp_sostavit_200 mln_tonn_k_2030_godu (дата обращения: 18.07.2023).
140. Крупнейшему экспортеру СПГ грозит катастрофический дефицит газа внутри страны // Монокль. 2022. 1 августа. URL: <https://monocle.ru/2022/08/1/gaz-defitsit/> (дата обращения: 01.08.2023).
141. Крупный банк профинансирует завершение строительства Белопорожских ГЭС // РБК. 2023. 1 апреля. URL: <https://karelia.rbc.ru/karelia/01/04/2023/64215c669a794756cd955331> (дата обращения: 01.06.2023).
142. МАС «Снежинка» — пример международного сотрудничества, возобновляемой энергии и устойчивого развития Арктики — на форуме Арктического Совета // Arctic Resilience Forum 2020 / Arctic Hydrogen Energy Applications and Demonstrations (AHEAD). 2020. 22 октября. URL: <https://arctic-mipt.com/tpost/n9jbyg09u1-mas-snezhinka-primer-mezhdunarodnogo-sot> (дата обращения: 09.06.2023)).
143. Мировой рынок угля // Fin-plan : [сайт]. URL: <https://fin-plan.org/blog/investitsii/mirovoyu-rynok-uglya/> (дата обращения: 11.08.2023)
144. Нефтяные санкции провалились // Монокль. 2023. 29 сентября. URL: <https://monocle.ru/2023/09/29/neft-rossiya/> (дата обращения: 30.09.2023).
145. Новак рассказал о способах переориентировать 25 млн т угля из ЕС в Азию // РБК. 2022. 8 октября. URL: <https://www.rbc.ru/politics/10/08/2022/62e229b39a794791f3187fe3> (дата обращения: 14.08.2023).
146. НОВАТЭК подтвердил мощность планируемого СПГ завода в Мурманской области // ИА «Агентство нефтегазовой информации». 2023. 6 июня. URL: <https://www.angi.ru/news/2908117-НО-ВАТЭК%20подтвердил%20мощность%20планируемого%20СПГ%20завода%20в%20Мурманской%20области> (дата обращения: 08.06.2023).
147. Новый танкер класса Arc 7 «Штурман Малыгин», строящийся для Газпром нефти, спущен на воду // Netgegaz.RU. 2017. 6 сентября. URL: <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/220492-novyuy-tanker-klassa-arc7-shturman-malygin-stroyashchiysya-dlya-gazprom-nefti-spushchen-na-vodu/> (дата обращения: 25.03.2023).
148. Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Архангельская область и Ненецкий автономный округ. Книга 1. Архангельская область / АО «СО ЕЭС». 28 с. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/03_Arkhangelskaja_oblast.pdf (дата обращения: 14.06.2023).
149. Общая информация // Сайт Кольской АЭС. URL: https://www.rosenergoatom.ru/stations_projects/sayt-kolskoy-aes (дата обращения: 22.05.2023).
150. Общая характеристика // ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция». URL: <https://nm-energy.ru/o-predpriyatii/obshhaya-harakteristika> (дата обращения: 14.06.2023).
151. Общие сведения // ООО «НГБП». URL: <https://ng-bp.ru/stroitelstvo/info> (дата обращения: 01.06.2023).

152. ООО «Комитеплоэнерго» // ПАО «Т Плюс». URL: <https://www.tplusgroup.ru/org/komi/organization/vorkutinskiy-chp> (дата обращения: 15.06.2023).
153. Основы обеспечения безопасности. Техногенная и технологическая безопасность : [Лекции Тверского государственного технического университета]. 2018. URL: <https://studfile.net/preview/7173712/page:7/> (дата обращения: 09.06.2023).
154. Отчёт Группы Газпром о деятельности в области устойчивого развития за 2021 год // ПАО «Газпром» : [офиц. сайт]. URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2021/> (дата обращения: 11.04.2023).
155. Официальный отдел // Морской сборник. 2023. № 1–3.
156. ПАО «ТГК-1» // «ТГК-1» в Мурманской области. URL: <http://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch> (дата обращения: 12.05.2023).
157. ПАО «ТГК-1» // «ТГК-1» в Республике Карелия. URL: <https://www.tgc1.ru/production/complex/karelia-branch> (дата обращения: 08.06.2023).
158. Печорский угольный бассейн // Neftegaz.RU. 2013. 19 февраля. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141817-pechorskiy-ugolnyy-basseyn/> (дата обращения: 18.07.2023).
159. Поставки через Украину выросли на 15 % // РИА НОВОСТИ. 2023. 15 февраля. URL: <https://www.ria.ru> (дата обращения: 10.06.2023).
160. Представители фракций обсудили с профильным министром развитие энергетической отрасли // Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации : [офиц. сайт]. 2023. 13 марта. URL: <http://duma.gov.ru/news/56524/> (дата обращения: 30.04.2023).
161. Преференции для резидентов Арктической зоны РФ // Агентство регионального развития. URL: https://msp29.ru/ru/arctic_zone/preference/ (дата обращения: 25.03.2023).
162. Проект «Криогаз-Высоцк» // ПАО «Новатэк» : [офиц. сайт]. URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/criogas/> (дата обращения: 23.08.2023).
163. Проект «Ямал СПГ» // ПАО «Новатэк» : [офиц. сайт]. URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/yamal-lng/> (дата обращения: 25.07.2022).
164. Проект «Арктик СПГ 2» / ПАО «Новатэк». URL: <https://www.novatek.ru/ru/business/arctic-lng/> (дата обращения: 25.08.2023).
165. Решающая схватка за СПГ началась // Эксперт. 2023. 8 марта. URL: <https://expert.ru/2023/03/8/reshayuschaya-skhatka-za-spg-tekhnologii-nachalas/> (дата обращения: 31.08.2023).
166. РЖД и власти Ямала сверили старт строительства Северного широтного хода // Regnum.ru. 2021. 16 декабря. URL: <https://regnum.ru/news/3452965.html> (дата обращения: 25.03.2023).
167. Росатом из-за санкций не будет строить плавучий ГОК в Арктике // Mail.ru. 2023. 18 апреля. URL: https://news.mail.ru/economics/55873212/?frommail=1&utm_partner_id=732 (дата обращения: 18.04.2023).
168. Роснефть, кажется, открыла на п-ове Таймыр уникальное месторождение с запасами 500 млн т нефти // Netgegaz.RU. 2020. 16 декабря. URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/655159-rosneft-otkryla-na-p-ve-taumur-unikalnoe-mestorozhdenie-s-zapasami-0-5-mlrd-t-nefti/> (дата обращения: 25.03.2023).

169. Россия наращивает поставки угля в восточном направлении // Российская газета. 2023. 24 апреля. URL: <https://rg.ru/2023/04/24/eksport-smenil-marshrut.html> (дата обращения: 11.08.2023).
170. Россия начала поставлять нефтепродукты в Южную Корею через Тунис // Lenta.ru. 2022. 25 ноября. URL: <https://lenta.ru/news/2022/11/25/obkhod/> (дата обращения: 25.03.2023).
171. Северной звезде потребуется 40 судов, чтобы вывозить уголь с Таймырского кластера // Neftegaz.RU. 2021. 17 сентября. URL: <https://neftegaz.ru/news/Suda-i-sudostroenie/697326-severnoy-zvezde-potrebuetsya-40-sudov-chtoby-vyvozit-ugol-s-mestorozhdeniya-na-taumyre/> (дата обращения 22.07.2023).
172. Северный морской путь (СМП) (Инфографика РИА Новости) // РИА НОВОСТИ. 2020. 13 апреля. URL: https://pikabu.ru/story/severnoyiy_morskoj_put_smp_infografika_ria_novosti_6637720 (дата обращения: 25.03.2023).
173. Сеута и Мелилья: откуда у Испании два города в Северной Африке и почему она не возвращает их Марокко // Этнобаза Дзен. 2022. 11 декабря. URL: https://dzen.ru/a/Y5V98Y9Pni5PBf_P (дата обращения: 25.03.2023).
174. Сколько газа у Нигерии и кому она его продает? // Аргументы и факты. 2022. 12 мая. URL: https://aif.ru/money/economy/skolko_gaza_u_nigerii_i_komu_ona_ego_prodaet?ysclid=17tgh6tix262364510 (дата обращения: 22.07.2023).
175. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Арктической зоны РФ : [от 15.03.2021] // Роснедра : [официальный сайт]. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/45bb8bcc7b844220954744c0149a86f4.pdf> (дата обращения: 25.08.2022).
176. Справочные и аналитические материалы // Федеральная таможенная служба : [официальный сайт]. 2017. 9 декабря. URL: <https://customs.gov.ru/statistic?ysclid=19r87fryih81097287> (дата обращения: 30.04.2023).
177. Сроки строительства Белопорожских МГЭС в Карелии продлили до 2023 года // ИА ТАСС. 2022. 25 февраля. URL: <https://tass.ru/obschestvo/13866303> (дата обращения: 01.06.2023).
178. Страны лидеры по добыче и запасам угля в мире // Тюлягин : [сайт]. 2020. 1 мая. URL: <https://tyulyagin.ru/ratings/strany-lidery-po-dobyche-i-zapasam-uglya-v-mire.html> (дата обращения: 11.08.2023).
179. Строительство комплекса перегрузки угля «Лавна» (Мурманская область, Российская Федерация) / НП «Центр по экологической оценке “Эколайн”». Москва, 2018. 32 с. URL: https://www.bstdb.org/Lavna_SEP_RU.pdf.
180. Сухопутные территории Арктической зоны Российской Федерации // Централизованная библиотечная система г. Воркуты. 2019. 2 мая. URL: <http://www.vorkuta-cbs.ru/vorkutinskie-syuzhety/arkticheskaya-istoriya-vorkuty> (дата обращения: 25.03.2023).
181. США пробуют вывести «Турецкий поток» из строя, прикрываясь землетрясением // ИА REGNUM. 2023. 14 февраля. URL: <https://www.regnum.ru/news/3780223.html> (дата обращения: 10.06.2023).
182. Танкер-накопитель Умба // Livejournal.com. 2019. 7 ноября. URL: <https://russos.livejournal.com/1484558.html> (дата обращения: 25.03.2023).
183. Тишак, В. Энергия приливов во благо развития европейской части АЗРФ // Портал GoArctic. URL: <https://goarctic.ru/nauka-i-kultura/energiya-prilivov-vo-bлаго-razvitiya-evropeyskoj-chasti-azrf/> (дата обращения: 08.06.2023).

184. Транспортировка. Единая система газоснабжения России // ПАО «Газпром» : [офиц. сайт]. URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (дата обращения: 30.09.2022).
185. TrendEconomy : [сайт]. URL: https://trendeconomy.ru/data/commodity_h2/2701 (дата обращения: 11.08.2023).
186. Фактические поставки газа для ЕС // ПАО «Газпром» : [офиц. сайт]. 2022. URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/actual-supplies/2022/> (дата обращения: 30.04.2023).
187. Федеральный бюджет // Министерство финансов Российской Федерации. URL: <https://www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения: 20.07.2022).
188. Шельфовые проекты // Роснефть : [офиц. сайт]. URL: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения: 25.03.2023).
189. Эксперты оценивают роль зелёного водорода в стабильности сети / Дж. Лин, Ст. Ламм, А. Йип [и др.] // МСЕ. 2022. 22 марта. URL: <https://www.msecleanenergy.org/ru/mse-news/experts-weigh-in-on-green-hydrogens-role-in-grid-stability/#> (дата обращения: 23.04.2023).
190. Экспорт коксующегося угля в I квартале подскочил на 44 % // Ведомости. 2023. 5 апреля. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/05/04/973687-eksport-koksuyuschegosya-uglya-v-i-kvartale-podskochil> (дата обращения: 11.08.2023).
191. Экспорт нефти через порт Козьмино в 2021 году увеличился до рекордных 35,1 млн т // ПАО «Транснефть». 2022. 17 января. URL: <https://kozmino.transneft.ru/media-center/newspress/news/eksport-nefti-cherez-port-kozmino-v-2021-godu-velichilsya-do-rekordnykh-35-1-mln-t/> (дата обращения 18.08.2022).
192. Advantage at Sea Prevailing with Integrated All-Domain Naval Power / U.S. Navy, U.S. Marine Corps, U.S. Coast Guard. 2020. 17, December. 29 p. URL: <https://news.usni.org/2020/12/17/u-s-maritime-strategy-advantage-at-sea> (accessed 21.05.2022).
193. Arctic Sea Ice News and Analysis // The National Snow and Ice Data Center (NSIDC). URL: <https://nsidc.org/arcticseaicenews/charctic-interactive-sea-ice-graph> (accessed 25.03.2023).
194. BP Statistical Review of World Energy. 71st ed. 2022. P. 60. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed 18.07.2022).
195. Coal 2022 Analysis and forecast to 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2022> (accessed 11.08.2023).
196. Department of Defense Arctic Strateg / Office of the Under Secretary of Defense for Policy As required by Section 1071 of the John S. McCain National Defense Authorization Act for Fiscal Year. 2019. [P.L. 115–232]. URL: <https://media.defense.gov/2019/Jun/06/2002141657/-1/-1/1/2019-DOD-ARCTIC-STRATEGY.PDF> (accessed 21.05.2022).
197. Energy in a changing North. WWF Arctic Programme. 2018. URL: <https://www.arcticwwf.org/the-circle/stories/energy-in-a-changing-north/> (accessed 09.06.2023).
198. *Heidi, V.* Arctic exploration: development green energy technology in an extreme region. 2022. February, 2. URL: <https://www.power-technology.com/analysis/russia-arctic-renewable-power-wind-green-hydrogen/> (accessed 09.06.2023).

199. *Gersimchuk, I.* Bridle Richard. Re-Arctic: Promoting renewable energy, eliminating fossil fuel subsidies and benefiting communities in the North / Ivetta Gersimchuk, Richard Bridle. 2015. December, 29. URL: <https://www.iisd.org/articles/policy-analysis/re-arctic-promoting-renewable-energy-eliminating-fossil-fuel-subsidies-and> (accessed 09.06.2023).
200. *Keynes, J. M.* The Economic Consequences of the Peace. New York : Harcourt, Brace and Howe, 1920. URL: <https://www.gutenberg.org/files/15776/15776-h/15776-h.htm> (accessed 06.05.2023).
201. *Maximova, D.* Sustainable Development of the Russian Arctic Zone: Challenges & Opportunities // ArcticYearbook. 2018. URL: https://arcticyearbook.com/images/yearbook/2018/Scholarly_Papers/21_AY2018_Maximova.pdf (accessed 22.05.2023).
202. *Menghawani, V.* Seeking solutions to Arctic energy security locally through renewable energy transitions / Vikas Menghawani, Chad Walker, Jackie Martin. University of Saskatchewan. 2022. URL: <https://www.uarctic.org/news/2022/9/seeking-solutions-to-arctic-energy-security-locally-through-renewable-energy-transitions/> (accessed 09.06.2023).
203. Regaining Arctic Dominance / Department of the Army. The U.S. Army in Arctic Headquarters. 2021. January, 19. URL: <https://api.army.mil/e2/c/downloads/2021/03/15/9944046e/regaining-arctic-dominance-us-army-in-the-arctic-19-january-2021-unclassified.pdf> (accessed 21.05.2022).
204. Safeguarding U.S. National Interests in the Arctic and Antarctic Regions. Communications to Federal Agencies: Arctic and Antarctic regions, safeguarding U.S. national interests, memorandum / Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration. 2020. June, 9. URL: <https://www.govinfo.gov/app/details/DCPD-202000434> (accessed 21.05.2022).
205. Strategic Outlook for the Arctic / Chief of Naval Operations United States Navy. 2019. URL: <https://climateandsecurity.org/wp-content/uploads/2019/04/strategic-outlook-for-the-arctic-jan-2019.pdf> (accessed 21.05.2022).
206. Sustainable mining, local communities and environmental regulation / KT. Kokko, A. Buanes, T. Koivurova [et al.] // Barents Studies: Peoples, Economies and Politics. 2015. Vol. 2 (4), No. 1. P. 51–81. URL: <https://lauda.ulapland.fi/handle/10024/62260> (accessed 21.02.2023).
207. Trading Economics. URL: <https://ru.tradingeconomics.com/commodity/coal> (accessed 11.08.2023).
208. USCG Arctic Strategic Outlook / Department of Defense. 2019. URL: https://www.uscg.mil/Portals/0/Images/arctic/Arctic_Strategic_Outlook_APR_2019.pdf (accessed 21.05.2022).
209. *Witt de, M.* Energy security in the Arctic: Policies and technologies for integration of renewable energy / M. de Witt, H. Stefánsson, Á. Valfell. 2019. URL: <https://arcticyearbook.com/arctic-yearbook/2019/2019-briefing-notes/329-energy-security-in-the-arctic-policies-and-technologies-for-integration-of-renewable-energy> (accessed 09.06.2023).

Нормативные правовые акты

210. Информация Министерства экономического развития Российской Федерации от 15 февраля 2023 г. «О вывозных таможенных пошлинах на нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти,

- на период с 1 по 31 марта 2023 года». URL: <https://www.alta.ru/tamdoc/23bn0012/> (дата обращения: 25.02.2023).
211. О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации (с изменениями на 27 ноября 2018 года) : Федеральный закон № 301-ФЗ : [принят Государственной думой 24 июля 2018 года : одобрен Советом Федерации 28 июля 2018 года]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201808040008> (дата обращения: 18.08.22).
 212. О государственной программе Архангельской области «Развитие энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Архангельской области»: постановление Правительства Архангельской области от 15.10.2013 № 487-пп (с изменениями на 3 апреля 2024 г.). URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2900201910180006> (дата обращения: 21.09.2023).
 213. О государственной программе Мурманской области «Комфортное жильё и городская среда» : постановление Правительства Мурманской области от 13.11.2020 № 795-ПП (с изменениями на 6 мая 2024 г.). URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/5100202011200001> (дата обращения: 23.08.2023).
 214. О государственной программе Ненецкого автономного округа «Сохранение и развитие коренных малочисленных народов Севера в Ненецком автономном округе»: постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 11.11.2013 № 401-п (с изменениями на 25 апреля 2024 г.). URL: <https://docs.cntd.ru/document/494309536> (дата обращения:).
 215. О Департаменте строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта Ненецкого автономного округа» : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 08.12.2014 № 474-п. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&infostr=xO7q8+z17flg7vLu4fDg5uDI8vH/IO3IIOIg7+7x6+Xk7eXpIPD15ODq9ujo&backlink=1&nd=124036768&page=1&rdk=5#I0 (дата обращения: 04.07.2023).
 216. О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российские нефть и нефтепродукты : Указ Президента Российской Федерации от 27.12.2022 № 961. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212270015?index=2&rangeSize=1> (дата обращения: 23.09.2023).
 217. О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации : Указ Президента Российской Федерации от 31.12.2015 № 683 / URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201512310038> (дата обращения: 06.05.2023).
 218. О Стратегии развития Арктики Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года : Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 № 645. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010260033> (дата обращения: 08.09.2022).
 219. О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 год : Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 № 645. URL:

- <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010260033> (дата обращения: 06.05.2023).
220. О стратегическом планировании в Российской Федерации : Федеральный закон № 172-ФЗ (с изменениями на 17 февраля 2023 года) : [принят Государственной думой 20 июня 2014 года : одобрен Советом Федерации 25 июня 2014 года]. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102354386> (дата обращения: 06.05.2023).
221. О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации (с изменениями на 05.03.2020 г.) : Указ Президента Российской Федерации от 02.05.2014 № 296. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&firstDoc=1&lastDoc=1&nd=102349446> (дата обращения: 06.05.2023).
222. О Транспортной стратегии Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года : распоряжение Правительства Российской Федерации от 27.11.2021 № 3363-р. URL: <https://docs.cntd.ru/document/727294161> (дата обращения: 15.08.2023).
223. Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года : Указ Президента Российской Федерации от 05.03.2020 № 164. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202003050019> (дата обращения: 17.02.2023).
224. Об утверждении государственной программы Мурманской области «Экономический потенциал» : постановление Правительства Мурманской области от 11.11.2020 № 780-ПП (с изменениями на 2 мая 2024 г.). URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/5100202011170002> (дата обращения: 21.09.2023).
225. Об утверждении государственной программы Ненецкого автономного округа «Модернизация жилищно-коммунального хозяйства Ненецкого автономного округа» (с изменениями на 19 марта 2024 года) : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 22.10.2014 № 399-п). URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=124035323&page=1&rdk=1#I0 (дата обращения:).
226. Об утверждении государственной программы Ненецкого автономного округа «Обеспечение доступным и комфортным жильем и коммунальными услугами граждан, проживающих в Ненецком автономном округе» : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 14.11.2013 № 415-п (с изменениями на 26 апреля 2024 г.). URL: <https://docs.cntd.ru/document/494310018> (дата обращения: 21.09.2023).
227. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» : постановление Правительства Российской Федерации от 30.03.2021 № 484 (с изменениями на 30 ноября 2023 года). URL: <https://docs.cntd.ru/document/603154509> (дата обращения: 10.08.2023).
228. Об утверждении долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации, включающую план мероприятий по реализации долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации : распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.03.2021 № 640-р. URL:

- <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (дата обращения: 14.09.2023).
229. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов : приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477. URL: <https://docs.cntd.ru/document/499058008> (дата обращения: 22.07.2023).
 230. Об утверждении Концепции внешней политики Российской Федерации : Указ Президента Российской Федерации от 31.03.2023 № 229). URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202303310007> (дата обращения: 14.04.2023).
 231. Об утверждении Морской доктрины Российской Федерации : Указ Президента Российской Федерации от от 31.0.2022 № 512. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&firstDoc=1&lastDoc=1&nd=603179416> (дата обращения: 06.05.2023).
 232. Об утверждении основ государственной политики Российской Федерации в области военно-морской деятельности на период до 2030 года : Указ Президента Российской Федерации от 20.07.2017 № 327. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201707200015> (дата обращения: 06.05.2023).
 233. Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года : распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.06.2020 № 1582-р (с изменениями на 13 октября 2022 года). URL: <http://static.government.ru/media/files/OoKX6PriWgDz4CnNAxwIYZEE6zm6I52S.pdf> (дата обращения: 10.08.2023).
 234. Об утверждении региональной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Республики Коми (2020–2025 годы)» : постановление Администрации городского округа «Воркута» от 09.10.2019 № 1470. URL: http://воркута.рф/about/str/management-of-municipal-economy-and-improvement/npa/?ELEMENT_ID=15196 (дата обращения: 15.06.2023).
 235. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года : распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р (с изменениями на 28 февраля 2024 года). URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231> (дата обращения: 17.05.2023).
 236. Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов // Министерство финансов Российской Федерации : [офиц. сайт]. Москва, 2022. 72 с. URL: https://minfin.gov.ru/common/upload/library/2022/10/main/Osn_2023-2025.pdf (дата обращения: 06.05.2023).
 237. План развития Северного морского пути на период до 2035 года : распоряжение Правительства Российской Федерации от от 01.08.2022 № 2115-р. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&link_id=1&nd=603185402&bpa=cd00000&bpas=cd00000&intelsearch=%F3%EA%E0%E7++ (дата обращения: 15.08.2023).
 238. Положение о Департаменте внутреннего контроля и надзора Ненецкого автономного округа : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 12.03.2020 № 45-п. URL: <http://smi.adm-nao.ru/obshaya->

- informaciya-ob-upravlenii/polnomochiya-departamenta (дата обращения: 04.07.2023).
239. Послание Президента РФ В.В. Путина Федеральному Собранию Российской Федерации 1 марта 2018 г. URL: <https://kremlin.ru> (дата обращения: 11.07.2022).
 240. Об Управлении по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 17.08.2012 № 233-п (с изменениями на 16 июня 2022 года). URL: <https://docs.cntd.ru/document/453121066> (дата обращения: 04.07.2023).
 241. Об утверждении Положения о Департаменте природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 16.12.2014 № 485-п. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=124036882&page=1&rdk=23#I0 (дата обращения: 04.07.2023).
 242. Об утверждении Положения о Департаменте финансов и экономики Ненецкого автономного округа» : постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 28.11.2014 № 464-п. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=124036719&page=1&rdk=6#I0 (дата обращения: 04.07.2023).
 243. Об утверждении Положения о Комитете по тарифному регулированию Мурманской области : постановление Правительства Мурманской области от 24.06.2015 № 265-ППП). URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=128096137&page=1&rdk=9#I0 (дата обращения: 21.09.2023).
 244. Об утверждении Положения о Министерстве природных ресурсов, экологии и рыбного хозяйства Мурманской области : постановление Правительства Мурманской области от 18.04.2013 № 196-ППП (с изменениями на 6 мая 2024 года). URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=128037427&page=1&rdk=23#I0 (дата обращения: 21.09.2023).
 245. Об утверждении Положения о Министерстве развития Арктики и экономики Мурманской области : постановление Правительства Мурманской области от 24.02.2021 № 97-ППП (с изменениями на 5 декабря 2023 года). URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/5100202102250002> (дата обращения: 21.09.2023).
 246. Об утверждении Положения о Министерстве труда и социального развития Мурманской области : постановление Правительства Мурманской области от 05.11.2019 № 503-ППП. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/5100201911080003> (дата обращения:) 21.09.2023.
 247. Об утверждении Положения о Министерстве энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области : постановление Правительства Мурманской области от 23.04.2014 № 210-ППП (с изменениями на 14 марта 2024 года). URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&backlink=1&nd=128069738&page=1&rdk=9#I0 (дата обращения: 21.09.2023).
 248. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития муниципального образования городского округа «Воркута» на период до 2035 года : решение Совета МО ГО «Воркута» от 22.06.2020 № 764. URL: <http://воркута.рф/city/strategic-management/the-strategy-of-socio-economic->

- development-of-the-constituent-vorkuta/?ELEMENT_ID=18015 (дата обращения: 15.06.2023).
249. Об утверждении схемы и Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2026 года : распоряжение Главы Республики Карелия от 29.04.2022 № 192-р. URL: https://gov.karelia.ru/upload/iblock/bf9/2pt1gty95hw66cwqo0zz70x8osr19ljr/099_283_3_1_2022_2_.pdf (дата обращения: 23.09.2023).
 250. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2023–2027 годы : постановление губернатора Ненецкого автономного округа от 28.04.2023 № 23-пг. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/8300202305020002> (дата обращения: 04.07.2023).
 251. Стратегия пространственного развития России на период до 2025 года : распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.02.2019 № 207-р. URL: https://www.economy.gov.ru/material/dokumenty/rasporyazhenie_ot_13_fevralya_2019_g_207_r.html (дата обращения: 25.03.2023).
 252. Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 года : постановление Собрания депутатов Ненецкого автономного округа от 7 ноября 2019 года № 256-сд. URL: <https://docs.cntd.ru/document/561620008> (дата обращения: 04.07.2023).

Приложения

Приложение 1

Состояние запасов свободного газа и конденсата Ямальской НГО (суша) по состоянию на 1 января 2017 г.

Месторождение	Свободный газ, млрд м ³			Ресурсы		Конденсат (извлекаемые), млн т		Степень освоения	Недропользователь
	добыча/ потери	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	D _{1,г} +D ₂	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂			
Мальгинский НГР									
ГК Мальгинское	0,1	439,5	305,6		18,9	30,2	Разведанное	Департамент по недропользованию по Уральскому федеральному округу (Д/НП по УФО), ПАО «Газпром»	
Г Штормовое (суша)	–	1,9	6,1		–	–	То же	ООО «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз»	
Г Сядорское	0,1	24,6	–		–	–	«	То же	
Итого	0,2	466,0	311,7	2665,3	18,9	30,2			
Тамбейский НГР									
ГК Южно-Тамбейское	3,0	953,9	332,9		28,4	19,9	Разведанное	ОАО «Ямал СПГ», ООО «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз»	
ГК Северо-Тамбейское	–	862,4	261,9		32,2	18,2	То же	ПАО «Газпром»	
ГК Тасийское	–	503,6	62,1		26,4	3,8	«	То же	
НГК Западно-Тамбейское	–	124,4	86,3		2,9	6,1	«	«	

Месторождение	Свободный газ, млрд м ³		Ресурсы D _{1г} +D ₂		Конденсат (извлекаемые), млн т		Степень освоения	Недропользователь
	добыча/потери	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂			
Тамбейский НГР								
НГК Салмановское (Утреннее) (суша)	-	681,0	901	-	-	59,3	Разведанное	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»
Итого	3	3125,3	1644,2	558,6	89,9	107,3		
Нурминский НГР								
НГК Бованенковское	211,3	4185,0	199,5		54,5	18,9	Разрабатываемое	Департамент по недропользованию по УФО (Д/НП по УФО), ООО «Газпром добыча Надым»
ГК Харасавэйское	1,3	1330,3	358,6		45,0	29,2	Разведанное	ООО «Газпром добыча Надым», ПАО «Газпром»
ГК Крузенштернское	-	617,3	653,1		0,7	1,9	То же	ПАО «Газпром»
Г Южно-Крузенштернское	-	6,5	12,1		-	-	«	То же
Г Северо-Бованенковское	-	4,5	10,0		-	-	«	Д/НП по УФО
Г Восточно-Бованенковское	-	1,7	3,0		-	-	«	То же
НГК Арктическое	0,01	276,2	39,3		2,7	1,2	«	«
Г Верхнетигутейское	-	110,7	-		-	-	«	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»
ГК Западно-Сеяхинское	-	95,7	103,5		2,5	4,1	«	То же
НГК Нейтинское	-	60,3	37,1		0,5	0,0	«	Д/НП по УФО
НГК Среднеямальское	-	40,3	25,0		2,1	1,7	«	То же

Месторождение	Свободный газ, млрд м ³			Ресурсы D _{1г} +D ₂		Конденсат (извлекаемые), млн т		Степень освоения	Недропользователь
	добыча/потери	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	В ₂ +C ₂	A+B ₁ +C ₁	В ₂ +C ₂			
НГК Нурминское	0,1	178,4	45,0		4,7	1,5		Разведанное	Д/НП по УФО
ГК Хамбатейское	–	15,7	18,7		1,2	1,4		То же	ООО «Газпром-нефть-Ямал»
Итого	212,71	6922,6	1504,9	1155,0	113,9	59,9			
Южно-Ямальский НГР (суша)									
НГК Новопортовское	0,9	267,9	33,4		16,8	1,6		Разрабатываемое	ООО «Газпром-нефть-Ямал»
Г Каменномыское (суша)	0,5	34,6	–		–	–		То же	Д/НП по УФО, ЗАО «Ямалтэк», ООО «Газпром-нефть-Ямал»
ГК Мало-Ямальское	0,03	114,7	114,0		7,1	12,3		Разведанное	Д/НП по УФО, ООО «Газпром-нефть-Ямал»*
НГК Ростовцевское	–	61,8	21,9		2,8	1,3		То же	Д/НП по УФО
Г Усть-Юрибейское	–	11,9	1,9		–	–		«	ООО «Усть-Юрибей»
Г Ближненово-портовское	–	4	–		–	–		«	ООО «Газпром-нефть-Ямал»
ГК Байдарачное	–	2,1	2,3		0,1	0,2		«	Д/НП по УФО
Г Нерстинское	–	1,7	–		–	–		«	То же
Итого	1,43	498,7	173,5	897,6	26,8	15,4			
Всего	217,34	11012,6	3634,3	5276,5	249,5	212,8			

Примечание. Составлено автором.

* Недропользователь — ООО «НОВАТЭК-Ярсаденефтегаз» осуществил обмен активами с ООО «Газпромнефть-Ямал» в обмен на передачу доли участия в двух месторождениях Арктикгаза — Ево-Яхинского НГКМ и Северо-Часельского ГКМ.

Оценка запасов свободного газа Западно-Арктического шельфа

Месторождение	Категория по запасам	Свободный газ, млрд м ³		Степень освоения	Недропользователь
		A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂		
Карское море, включая Обскую и Тазовскую губу					
Южно-Карская НГО					
ГК Русановское	Уникальное	240,4	538,6	Разведанное	ПАО «Газпром»
ГК Ленинградское	Гигантское	71,0	980,6	То же	
Г им. Динкова	Уникальное	> 150	> 300	«	
Г 75 лет Победы*	Крупные	72,7	129,7	«	
Г Нярямейское*	Крупное	> 80	> 60	«	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане, ПАО «Газпром»
Предновоземельская НГО					
НГК Победа	Уникальное	21,7	477,5	Разведанные	ПАО «НК Роснефть»
Г им. маршала Жукова**	Уникальное	> 800		То же	
ГК им. маршала Рокоссовского**	Уникальное	> 514		«	
Ямальная НГО					
Г Каменномыское (море)	Уникальное	555,0	-	Разрабатываемое разведанное	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане, ООО «Газпром добыча Ямбург»
Г Каменномыское (шельф)	Среднее	1,2	-	Разрабатываемое	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане
Г Обское	Среднее	4,8	-	Разведанное	ООО «Газпром добыча Ямбург»
ГК Северо-Обское	Уникальное	>320		То же	ООО «Арктик СПГ 3»

Месторождение	Категория по запасам	Свободный газ, млрд м ³		Степень освоения	Недропользователь
		A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂		
ГК Крузенштернское (шельф)	Уникальное	731,9	–	Разведанное	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане, ПАО «Газпром»
ГК Харасавэйское (шельф)	Уникальное	92,9	250,0	Разрабатываемое	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане, ООО «Газпром добыча Надым»
ГК Южно-Тамбейское (шельф)	Уникальное	82,0	35,7	Разведанное	ОАО «Ямал СПГ», ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»
Гыданская НГО					
ГК Северо-Каменномысское	Крупное	404,9	27,1	Разрабатываемое	ООО «Газпром добыча Ямбург»
Г Антипаютинское (шельф)	Крупное	> 300		Разведанное	ПАО «Газпром»
Г Семаковское (шельф)	Крупное	> 320		Разрабатываемое	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане, ООО «РусГазАльянс»
Г Тота-Яхинское (шельф)	Крупное	> 100,5		Разведанное	ПАО «Газпром»
ГК Чугорьяхинское	Среднее	4,4	46,9	То же	ООО «Газпром добыча Ямбург»
Итого по Гыданской НГО			> 1203,8		
Надым-Пурская НГО					
НГК Юрхаровское	Уникальное	346,5	67,5	Разрабатываемое	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»
Итого Карское море		> 2900	> 3000		

Месторождение	Категория по запасам	Свободный газ, млрд м ³		Степень освоения	Недропользователь
		А+В ₁ +С ₁	В ₂ +С ₂		
Баренцево море					
Штокмановско-Дунинская НГО					
ГК Штокмановское	Уникальное	3939,4	–	Разведанное	ПАО «Газпром»
Г Лудловское	Крупное	80,1	131,1	Разведанное	ПАО «Газпром»
ГК Ледовое	Уникальное	91,7	330,4	То же	ПАО «Газпром»
Южно-Баренцевская НГО					
Г Мурманское	Крупное	59,1	61,6	Разведанное	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане,
Финмаркская НГО					
Г Северо-Кильдинское	Среднее	5,1	10,5	Разведанное	Д/НП по СЗФО, на континентальном шельфе и Мировом океане,
Итого Баренцево море		4175,4	533,6		
Печорское море					
Печоро-Колвинская НГО					
ГК Поморское	Среднее	6,0	15,9	Разведанное	ПАО «НК Роснефть»
Хорейверская НГО					
НГК Северо-Гуляевское	Крупное	10,4	41,4	Разведанное	ПАО «НК Роснефть»
Итого Печорское море		16,4	57,3		
Всего		> 7100	> 3600		

Примечание. Составлено автором.

* По данным ПАО «Газпром».

** По данным ПАО «НК Роснефть».

Приложение 3
Оценка перспективности освоения и монетизации газовых ресурсов зоны трубопроводного транспорта

Месторождение с распределением свободного газа	Расположение	Описание проекта	Транспортировка ПГ	Срок
Бованенковская промышленная группа, проекты ПАО «Газпром» (8,9 трлн м³)				
<p>НГКМ Бованенковское ($A+B_1+C_1$)+(B₂+C₂) — 4185,0+199,5 млрд м³. Альб-сеноман — 32 %. АПГ — 52,1 %. Валанжин (неоком) — 8,3 %. Юра — 7,6 %</p>	Северо-западное побережье полуострова Ямал	<p>Введено три газовых промысла: 2012, 2014, 2018 гг. (суммарная ПМ — 11,5 млрд м³/год)</p>	МПП Бованенково — Ухта — Торжок 1, 2, 3 (2023 г.)	2012 г.
<p>ГКМ Харасавэйское ($A+B_1+C_1$)+(B₂+C₂) — 1330,3+358,6 млрд м³. Альб-сеноман — 16,1 %. АПГ — 53,1 %. Валанжин (неоком) — 29,8 %. Юра — 1%</p>	Северо-западное побережье полуострова Ямал с выходом под экваторию Байдарцкой губы	<p>Строительство: дожимной компрессорной станции; кустов эксплуатационных газовых скважин; ERD-скважины; транспортной и энергетической инфраструктуры</p>	УКПП. ГП-подключение УКПП ГКМ Харасавэйское — УКПП НГКМ Бованенковское, далее по северному коридору Арктической ГТС	2023 г.
<p>ГКМ Круzenштерское Г Южно-Круzenштерское ($A+B_1+C_1$)+(B₂+C₂) — 623,8+305,2 млрд м³. Альб-сеноман — 78,8 %. АПГ — 21,2 %</p>	Северо-западное побережье полуострова Ямал с выходом под экваторию Байдарцкой губы	<p>Идёт проработка технико-экономического обоснования (ТЭО), которые включают строительство: • искусственных островных сооружений; • 12 кустовых площадок, включая 7 на искусственных островных сооружениях; • ERD-скважины</p>	УКПП. ГП-подключение УКПП ГКМ Круzenштерское — УКПП НГКМ Бованенковское (100 км), далее по северному коридору Арктической ГТС	2028 г.

Месторождение с распределением свободного газа	Расположение	Описание проекта	Транспортировка ПП	Срок
Семаковский кластер, проект СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (420 млрд м³)				
ГМ Семаковское (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 320,5 млрд м³	Северное побережье полуострова Тазовский с выходом под акваторию Тазовской губы	Освоение месторождения с берега посредством ERD-скважины (горизонтальная скважина, проектный забой — 3663 м, глубина по вертикали — 849 м, с отходом по вертикали — 3045 м, K _{ERD} = 3,46) и морского добычного комплекса (14,2 млрд м³/год)	Установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Газопровод (ГП)-подключение УКПГ ГМ Семаковское – УКПГ НГКМ Северо-Парусовое – КПП НГКМ Парусовое – Газокомпрессорная станция (ГКС) Ямбургская (122 км), далее по центральному коридору Арктической ГТС	2022 г., декабрь
НГКМ Парусовое НГКМ Северо-Парусовое (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 100 млрд м³	Северная часть полуострова Тазовский	Принято инвестиционное решение по освоению, утверждена проектная документация		2025 г. 2027–2029 гг.
Южная промышленная группа (Новопортовский узел нефтенакопления) проекты ПАО «Газпром» (1,3 трлн м³)				
НГКМ Новопортовское (ведущее сырье — нефть) (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 267,9+33,4 млрд м³. Альб-сеноман — 5,4 %. Валанжин (неоком) — 62,2 %. Юра — 32,4 %	Юг полуострова Ямал	Введен комплекс технологических и вспомогательных объектов с ПМ: по попутному нефтяному газу (ПНГ) — 11,03 млрд м³, природному газу — 5,07 млрд м³. ПНГ на базе УКПГ подвергается компримированию — 8,59 млрд м³. Утилизация ПНГ — 95 %, из них: закачка ПНГ в пласт — 89–93 %; топливо для ГТЭС — 2–3 %	Подводный ГП-подключение «Газ Ямала» — МПП Ямбург — Тула I, II (115,5 км, в том числе подводная часть ГП — 58,4	2021 г., октябрь

Месторождение с распределением свободного газа	Расположение	Описание проекта	Транспортировка ПП	Срок
ГМ Каменномыское A+B ₁ +C ₁ — 34,6 млрд м ³ . Альб-сенман — 100 %	Юго-восточное побережье полуострова Ямал с выходом под акваторию Обской губы	Ведётся разработка технико-коммерческого предложения по выполнению ПИР; подготовка схеммы разработки пласта ПК1 (сенманский ярус)	Возможно подключение к ЕТС сбора УВ Семаковского и Прибрежного кластеров, далее по центральному коридору арктической ГТС	Н/д
ГМ Ближневопортовское A+B ₁ +C ₁ +C ₂ — 4 млрд м ³ . Палеозойские карбонатные отложения (ТРИЗ) — 100 %	Юг полуострова Ямал	Является пилотной площадкой ПАО «Газпром» по добыче полезных ископаемых из палеозойских отложений	ГП-подключение УКПГ ГKM Хамбательское — ГKM Мало-Ямальское — УКПГ ГM Ближневопортовское — УКПГ НГKM Новопортовское — ГП «Газ Ямала» — МПП Ямбург — Тула I, II	2023 г.
ГKM Хамбательское (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 15,7+18,7 млрд м ³ . Валанжин (неоком) — 100 %	Юго-восточное побережье полуострова Ямал с выходом под акваторию Обской губы	Выполнены ПИР по обустройству		2023–2025 гг.
Прибрежный кластер, проекты ПАО «Газпром», а также СП компаний ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» (более 1000 млрд м³, 60 млрд м³/год)				
ГМ Каменномыское — море (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 555,0 млрд м ³	Акватория Обской губы, район мыса Каменный	Освоение ГМ предполагается осуществлять посредством ледостойкой стационарной платформы и спутниковых ледостойких блок-кондукторов (30 млрд м ³ /год)	Две нитки подводного ГП и ГП-подключения: ГП ГM Каменномыское-море / ГM Северо-Каменномыское — УКПГ НГKM Северо-Парусовое — ГКС Ямбургская, далее по центральному коридору Арктической ГТС	2025 г.
ГKM Северо-Каменномыское (A+B ₁ +C ₁)+(B ₂ +C ₂) — 404,9 млрд м ³	Акватория Обской губы, стык полуостровов Тазовский, Ямал и Гыдан			2027 г.

Месторождение с распределением свободного газа	Расположение	Описание проекта	Транспортировка ПШ	Срок
ГМ Тота-Яхинское ($A+V_1+C_1$)+(B ₂ +C ₂) — 100,5 млрд м ³	Южное побережье полуострова Гыдан с выходом под акваторию Тазовской губы	Проекты освоения ГМ в стадии разработки. Освоение ГМ с берега посредством ERD-скважины	УКПШ. ГП-подключение УКПШ ГМ Тота-Яхинское — УКПШ ГМ Антипаютинское — единая транспортная система (ЕТС) сбора УВ Семаковского кластера — ГКС Ямбургская	2030 г.
ГМ Антипаютинское ($A+V_1+C_1$)+(B ₂ +C ₂) — 300,0 млрд м ³	Зона сочленения Тазовской и Обской губ	Проекты освоения ГМ в стадии разработки. Освоение ГМ предполагается осуществлять посредством ледостойкой стационарной платформы и спутниковых ледостойких блок-кондукторов	Нитки подводного ГП и ГП-подключения от ГМ к ЕТС сбора УВ Семаковского и Прибрежного кластеров, — ГКС Ямбургская	
ГМ Чугорьяхинское ($A+V_1+C_1$)+(B ₂ +C ₂) — 4,4 млрд м ³				
ГМ Обское ($A+V_1+C_1$)+(B ₂ +C ₂) — 4,8 млрд м ³	Акватория Обской губы в 20 км к северо-западу от пос. Ямбург			

Примечание. Составлено автором.

Характеристика газотранспортных коридоров с месторождений АЗРФ

Трасса МПП	Характеристика МПП	Значение МПП
Северный коридор, общая мощность — 189,6 млрд м³ (за 2021 г.)		
ГП Уренгой — Надым I, II	Общая протяжённость — 235 км, проектная мощность (ПМ) — 30 млрд м ³	Транспортировка газа (с НГКМ Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейкое, Юбилейное) в единую систему газоснабжения (ЕСГ) РФ для транспортировки по МПП «Сияние Севера», МПП СРТО — Торжок в целях развития промышленности, коммунального хозяйства северных регионов России
ГП Надым — Пунга I, II, IV	Протяжённость каждой нитки — 605/696/595 км соответственно, ПМ каждой нитки — 14/14/30 млрд м ³	
ГП Медвежье — Надым I, II	Протяжённость каждой нитки — 118/115 км соответственно, ПМ каждой нитки — 28 млрд м ³	
Система МПП «Сияние Севера», нитки МПП: Пунга — Вуктыл — Ухта I, II Вуктыл — Ухта — Торжок Уренгой — Ухта — Грязовец	Общая протяжённость МПП порядка 4800 км, ПМ — 51 млрд м ³ (из-за возраста МПП эксплуатационная мощность оценивается в 46–48 млрд м ³)	Транспортировка газа (с НГКМ Уренгойское, Ямбургское, Бованенково и др.) на Северо-Запад России, далее до 2022 г — прокачка газа европейским потребителям (через Беларусь в Польшу, Украину и Литву — МПП «Сияние Севера»), а также экспортные поставки по МПП «Ямал-Европа» (из МПП СРТО — Торжок)
МПП Северные районы Тюменской области (СРТО) — Торжок	Протяжённость МПП — 2200 км, ПМ на различных участках — 20,5–28,5 млрд м ³	
МПП Бованенково — Ухта — Торжок МПП Бованенково — Ухта 2 — Торжок 2 МПП Бованенково — Ухта 3 — Торжок 3*	Протяжённость каждого участка и нитки МПП — 1200/970 км соответственно (с учётом резервных ниток подводных переходов). Общая ПМ каждого участка — 115/90 млрд м ³ соответственно (без нитки МПП Бованенково — Ухта 3 — Торжок 3)	Транспортировка газа с НГКМ Бованенковское и Харасавэйское в ЕСГ РФ потребителям на Северо-Запад России, а также для дальнейшей транспортировки по МПП Ямал-Европа и МПП «Северный поток» и «Северный поток 2» (по проекту)

Трасса МГП	Характеристика МГП	Значение МГП
Система МГ Заполярье — Уренгой (включая врезку-газопровод с НГКМ Южно-Русское	Общая протяжённость — 590 км, ПМ — 100 млрд м ³	Транспортировка газа с НГКМ Заполярье, Южно-Русское в ЕСГ РФ для дальнейшей транспортировки по МГП «Северный поток» и «Северный поток 2» (по проекту)
Центральный коридор, общая мощность — 300–350 млрд м³		
МГП «Прогресс» (экспортный) Ямбург — Западная граница	Протяжённость — 3473 км, из них по территории России — 2313 км, ПМ — 26 млрд м ³	Шестиниточная система МГП для транспортировки газа с НГКМ: Ямбургское, Харвутинское, Находкинское, Уренгойское (север), Северо-Уренгойское, Юрхаровское, Песцовое, Ванкорское потребителям Уральского, Приволжского и Центрального федеральных округов, а также в Европу — Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия (МГП «Прогресс»).
Система МГП Ямбург — Тула I, II	Протяжённость каждой нитки — 3397/3306 км соответственно, ПМ каждой нитки — 26–28 млрд м ³	
Система МГП Ямбург — Елец I, II	Протяжённость каждой нитки — 3146 км, ПМ каждой нитки — 26–28 млрд м ³	
Система МГП Ямбург — Поволжье	Протяжённость — 2939 км, ПМ — 26 млрд м ³	
Система МГП (экспортный) Уренгой — Помары — Ужгород	Протяжённость — 4451 км, из них по территории России — 3291 км, ПМ — 32 млрд м ³ , фактически — 28 млрд м ³	Система трансконтинентальных МГП для транспортировки газа с НГКМ Уренгойское (центр), Самбургское для потребителей ЦФО, а также в страны Восточной, Центральной и Западной Европы
МГП Уренгой — Центр I, II,	Протяжённость каждой нитки — 3211/3035 км соответственно, ПМ каждой нитки — 31/28 млрд м ³	
МГП Уренгой — Петровск	Протяжённость — 3000 км, ПМ — 32–37 млрд м ³	
Система МГП СРТО — Урал I, II	Многониточная ГТС общей протяжённостью — 9650 км, ПМ на различных участках в среднем — 16,2 млрд м ³	Транспортировка газа с НГКМ Юбилейное, Медвежье, Ямсовейское и др. месторождений Надым-Пур-Газовского региона для потребителей УФО

Трасса МГП	Характеристика МГП	Значение МГП
ГП Надым — Пунга III — Нижняя Тура	Общая протяжённость — 1238 км Проектная производительность нитки каждого из участка — 30/16 млрд м ³	Доставка газа с НГКМ Медвежье в ЕСГ России для транспортировки по МГП Нижняя Тура — Пермь — Горький — Центр, для потребителей УФО, ПФО и ЦФО
ГП «Газ Ямала» УКП Новопорт — 88 км Ямбургского ЛПУМГ	Протяжённость — 115,5 км, из них 58,4 км проходят по дну Обской губы (максимальная глубина залегания — 8,5 м), ПМ — 20 млрд м ³	Доставка газа с Новопортской группы месторождений в ЕСГ России для транспортировки по МГП Ямбург — Тула I, II для потребителей УФО, ПФО и ЦФО
Южный коридор, общая мощность — 90 млрд м³		
МГП Уренгой — Новопсковск	Протяжённость — 3609 км, ПМ — 31 млрд м ³	Транспортировка газа с НГКМ Медвежье, Ямсовейское, Юбилейное в регионы центральной и южной части России, а также для обеспечения подачи газа в газопровод Краснодарский край — Крым и в экспортные газопроводы
МГП Уренгой — Сургут — Челябинск	Протяжённость — 1780 км	Транспортировка газа с месторождений 3- и В.-Таркосалинского, Стерхового, С.-Губкинского, Юмантыльского, Ханчейского и др. На Сургутском участке формируют Сургутский газотранспортный коридор, который связан с МГП НПЗ — ПарABEL — Кузбасс, с ответвлением — Новосибирск — Барнаул. Обеспечивает природным газом потребителей в Зауралье, Свердловской, Челябинской и Оренбургской областях, в Республике Башкортостан, Алтайского края
МГП Комсомольское — Сургут — Челябинск	Протяжённость — 1683,4 км	
МГП СРГО — Омск — Новосибирск — Кузбасс	Многониточная ГТС Протяжённость (на участке СРГО — Омск) — 600 км	

Трасса МГП	Характеристика МГП	Значение МГП
МГП Игрим** — Серов — Нижний Тагил	Протяжённость (на участке Игрим — Серов) — 525 км, ПМ — 10 млрд м ³	Транспортировка газа с ГМ Игримское в регионы Северного Урала
Восточный коридор (проект)		
Система МГП «Сила Сибири 2» (проект) Бованенково — Новый Уренгой — Красноярск — Саянск/г.Зима/Черемхово — Кяхта — Улан-Батор (Монголия) далее свяжет по МГП «Союз-Восток» с Китайской Народной Республикой	Протяжённость — 6700 км, из них по территории РФ — 2700 км, ПМ — 50 млрд м ³ . Ориентировочный срок ввода МГП «Сила Сибири 2» в эксплуатацию — 2029 г.	Транспортировка газа с месторождений Ямальной Надым-Пурской и Пур-Тазовской и Гыданской НГО потребителям Дальневосточного, Сибирского, Уральского федеральных округов, а также в Монголию затем по МГП «Союз-Восток» в Китайскую Народную Республику. Позволит связать западную и восточную зоны ЕСГ России

Примечания: составлено автором;

■ — МГП, построенные в 1960-х гг.; ■ — МГП, построенные в 1970-х гг.; ■ — МГП, построенные в 1980-х — начале 1990-х гг.; □ — МГП, построенные в 2000–2022 гг.

* Запуск МГП «Бованенково — Ухта 3 — Торжок 3» запланирован на 2023 г. ПМ — 69 млрд м³, протяжённость — 1110 км (участок до Ухты), ПМ — 45 млрд м³, протяжённость — 973 км (участок до Торжка).

** Игрим (Ханты-Мансийский автономный округ) является районом Крайнего Севера (Постановление Правительства РФ от 16.11.2021 № 1946).



ISBN 978-5-91137-528-7



9 785911 375287

