

ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ОСВОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ
ОСВОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ
РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ**

Часть I. ТЕНДЕНЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

Апатиты
2019

УДК 332.14:656.614.3(985)
DOI: 10.25702/KSC.978.5.91137.397.9-Ч1
ISBN 978-5-91137-397-9
Г54

Научные рецензенты:

*Доктор экономических наук, доцент Федосеев С.В.
Доктор экономических наук, профессор Рудаков М.Н.*

Г54 Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики. Часть. I. Тенденции экономического развития Российской Арктики / под науч. ред. д.э.н. Агаркова С.А., чл.корр. РАН Богоявленского В.И., д.э.н. Козьменко С.Ю., д.т.н. Маслбоева В.А., к.э.н. Ульченко М.В. – Апатиты: изд. Кольского научного центра РАН, 2019. – 170 с.

В монографии исследуется взаимодействие глобальных тенденций в процессах регионального развития «новой Арктики» в эпоху глобального потепления. С этих позиций представлена ретроспектива геополитических и экономических тенденций развития арктических коммуникаций и выделены особенности российско-китайского регионального взаимодействия в этом процессе. Выполнена оценка формирования российской группировки кораблей и судов ледового класса для обеспечения военного и экономического присутствия России в Арктике.

В работе показана организация транспортного обеспечения крупных энергетических проектов в аспекте морской транспортировки нефти, угля и природного газа, выявлены направления развития отечественного судостроения для модернизации арктических коммуникаций. При этом значительное внимание уделено исследованию тенденций потребления энергетических ресурсов особенно в странах ЕС. На этом фоне выполнена оценка конкурентоспособности и экономической конъюнктуры российского природного газа на европейском энергетическом рынке, представлена перспектива воспроизводства запасов природного газа в Российской Арктике.

Работа выполнена в рамках темы НИР №0226-2019-0028 «Взаимодействие глобальных, национальных и региональных факторов в экономическом развитии Севера и Арктической зоны Российской Федерации» по государственному заданию Министерства науки и высшего образования РФ

Монография может быть интересна и полезна широкому кругу научных и педагогических работников – исследователей в области пространственной экономики, экономики, организации и управления народным хозяйством в сфере освоения энергетических ресурсов и представляет собой весомый вклад в дальнейшее развитие арктических исследований. Книга может быть рекомендована также в качестве учебного пособия студентам и аспирантам соответствующих специальностей.

Научное издание
Технический редактор В. Ю. Жиганов
Подписано к печати 14.06.2019. Формат 70×108 1/16.
Усл. печ. л. 14.96. Тираж 500 экз. Заказ № 16. Издательство ФГБУН ФИЦ КНЦ РАН.
184209, г. Апатиты, Мурманская область, ул. Ферсмана, 14. www.naukaprint.ru

ISBN 978-5-91137-397-9

© Коллектив авторов, 2019
© ФИЦ КНЦ РАН, 2019
© Мурманский государственный технический университет, 2019



Владимир Степанович Селин
26.10.1946–20.10.2017

Владимир Степанович Селин родился 26 октября 1946 г. в г. Кировске Мурманской области. Коренной северянин, он очень гордился этим и посвятил всю свою жизнь служению людям этого холодного края. Почетный гражданин Мурманской области, проработавший более сорока (с 1972 г.) в Кольском научном центре РАН и награжденный знаком отличия «За заслуги перед Мурманской областью».

Вся жизнь Владимира Степановича неразрывно связана с Кольским научным центром РАН. После службы в армии с 1972 г. он работал в аппарате Кольского филиала АН СССР экономистом, начальником планово-финансового отдела. С 1986 г. – старший научный сотрудник, заведующий отделом, заместитель директора Института экономических проблем по научной работе, директор Института в 2000–2005 гг., с 2006 г. до 2017 г. – зав. отделом экономической политики и хозяйственной деятельности в Арктике и районах Крайнего Севера, главный научный сотрудник, член Президиума Кольского научного центра РАН. Доктор экономических наук, профессор, заслуженный экономист Российской Федерации.

Научное дарование Владимира Степановича по-настоящему раскрылось в период руководства Институт экономических проблем Кольского научного центра РАН в 2000 – 2005 гг. В этот период создается новая, соответствующая реалиям XXI века, научная база Института, создается новое поколение исследователей Арктики, проводится активная работа по воспитанию плеяды молодых ученых. Ученики Владимира Степановича и сегодня активно трудятся в Кольском научном центре РАН, развивая идеи современной экономики в Арктике.

В сфере научных интересов Владимира Степановича был весь широкий спектр арктических исследований, в том числе вопросы социально-экономического развития Арктики и совершенствования системы северных гарантий и компенсаций в этом регионе. Особое место в научном творчестве ученого занимали проблемы пространственной организации арктической системы коммуникаций, в том числе Северного морского пути. Научные идеи отражены более, чем в 300 публикациях, в том числе – в 30 монографиях.

Владимир Степанович вел большую общественную работу, был депутатом Мурманской областной Думы (2001–2006 гг.), членом экспертного совета по Арктике и Антарктике при Совете Федерации, членом рабочей группы Государственной комиссии по вопросам развития Арктики, неоднократно выступал на Парламентских слушаниях в Совете Федерации по вопросам, касающимся развития Арктической зоны Российской Федерации.

Заслуги Владимира Степановича были отмечены медалями «300 лет Российского флота» (1998), «В память 300-летия Санкт-Петербурга» (2004), медалью Ордена «За заслуги перед Отечеством» 2 степени (2012 г.) и другими наградами.

Владимир Степанович был честным, порядочным человеком, снискавшим глубокое уважение и авторитет у друзей и сослуживцев.

*Светлой памяти доброго друга, большого ученого, исследователя Арктики
Владимира Степановича Селина
посвящается эта книга*

Коллектив авторов

Введение

Сегодня Арктика из скованной многолетними льдами российской окраины стремительно превращается в стратегически приоритетное пространство, определяющее конкурентные позиции России на геополитическом, а в перспективе и экономическом атласе современного мира.

На арктическом пространстве органично сочетаются как экономические, так и военные, оборонные, интересы страны, подчеркивая возрастающее значение фундаментальной основы арктической системы коммуникаций – Северного морского пути, стратегической оси морской цивилизации на севере России, при этом укрепление и развитие этой магистрали является безусловным приоритетом национальной безопасности страны, а геоэкономическое и политическое взаимодействие в арктической системе коммуникаций является характерной особенностью оборонной и хозяйственной деятельности России в Арктике в эпоху глобального потепления.

Последние годы ознаменовались повышением активности арктических государств в освоении арктического пространства. Это вызвано, с одной стороны, возрастанием потребности в эксплуатации природных, главным образом, энергетических ресурсов Арктики, а с другой – становлением более благоприятных условий освоения, как этих ресурсов, так и арктических коммуникаций в результате как минимум сорокалетнего (с 1979 г.) периода потепления.

В таких условиях постепенно формируется облик «новой Арктики» – глобального пространства массового освоения. Понятие «новой Арктики» введено в научный оборот сравнительно недавно, в десятых годах XXI века, и характеризует совершенно новое состояние арктического пространства в условиях текущей циклической стадии потепления.

В этот период улучшаются климатические и экологические условия доступа к арктическим коммуникациям и ресурсам, что создает предпосылки к углублению противостояния между не только арктическими странами в целях достижения конкурентного преимущества в процессе экономического (и/или геополитического) освоения арктического пространства.

Политика Российской Федерации, в сфере национальной безопасности, в последние 30 лет, претерпела значительные изменения от выживания (в девяностые годы XX века) к бюджетному расточительству (обусловленному высокими ценами на углеводородные ресурсы, начиная с 2006 года, и вплоть до 2014 г.) и привела к возникновению в Арктической зоне РФ мегапроектов, связанных с добычей и экспортом энергоресурсов.

Столь явное оживление России в Арктике привело к повышению активности, причем не только в экономической сфере, но и военной, других арктических государств – Канады и США. Совместно с перечисленными странами, регулярные учения здесь проводят армии Норвегии, Швеции и Финляндии, которые планируют создание в регионе военного блока.

В виду глобального потепления Арктика перестала быть естественной непреодолимой преградой, – для России уменьшение площади льда в Арктике

означает постепенное исчезновение природного барьера, традиционно защищавшего не только арктическое побережье, но и территорию России в глубину размещения стратегических ядерных сил шахтного базирования от проникновения сил и средств вероятного противника.

Также серьезный интерес к арктическим пространствам и ресурсам Арктики проявляет Китай, стремящийся на практике реализовать постулат комбинированного освоения территории, с применением морской силы, для чего создается мощный ледокольный флот, и экономического освоения пространства.

Складывающиеся геоэкономические особенности развития арктического энергетического комплекса определяют конкурентные позиции Российской Федерации на мировом рынке. При этом важно подчеркнуть, что запасы углеводородов в Российской Арктике носят глобальный характер – более 8 миллиардов тонн нефти и 50 триллионов кубометров природного газа, и это только разведанные запасы. Примечательно, что более 50% от общемировых подтвержденных запасов природного газа сосредоточены в Иране, Катаре и России, что дает этим странам, при определенных условиях проводить, так называемую, картельную политику. Арктические регионы давно уже воспринимаются как источник энергетических и других минеральных-сырьевых ресурсов, необходимых для обеспечения национальной безопасности РФ. Необходимо также отметить, что реальные доходы и заработная плата жителей Арктической зоны Российской Федерации, из-за финансовой политики, проводимой государством и корпорациями, растут более низкими темпами, чем в среднем по стране. При этом объем производимого ВРП в этих регионах, в 2,5 раза превышает средние значения.

Для обеспечения комплексного развития Арктической зоны необходимо осуществлять переход от моноотраслевой модели освоения отдельных территорий к системному, и что самое главное, взаимоувязанному развитию крупных территориальных комплексов с усилением полифункциональной активации в рамках избранных экономических и геостратегических интересов. При этом важнейшая роль будет отводиться не только ресурсным отраслям, но и всем видам транспорта. В работе особое место отводится инновационным факторам развития территориальных систем, исходя из того, что именно арктические ресурсные корпорации должны стать, так называемыми локомотивами развития высоких технологий в экономике нашей страны, в условиях проведения политики импортозамещения.

В данном аспекте именно энергетический комплекс регионов АЗРФ является активным потребителем новейшей техники и технологий, и по мере того, как начнут осваиваться сложные шельфовые месторождения, запросы значительно возрастут.

Важнейшим звеном для освоения месторождений нефти, природного газа и угля, а также их транспортировки на мировые рынки являются морские коммуникации, системообразующим элементом которых выступает Северный морской путь. Необходимо отметить, что с распадом СССР и переходом от целевого критерия управления к критерию экономической эффективности в экономике нашей страны произошли радикальные изменения, драматически отразившиеся и на арктических морских перевозках. Достаточно сказать, что, достигнув своего максимума в 1989 году – 6,5 миллионов тонн, к 1999 году они снизились более чем в 4 раза. В 2008 – 2012 годах наблюдался постепенный рост

грузопотоков, который был сведен на нет западными секторальными санкциями. Тем не менее, по итогам 2018 гг. были достигнуты рекордные показатели – 19,7 миллионов тонн, такие значения объясняются реализацией мегапроекта «Ямал СПГ».

В этой связи, а также в связи с возможной реализацией до 2030 года других стратегических проектов, в том числе освоения уникального Штокмановского месторождения, требуется реализация комплекса мероприятий по развитию Северного морского пути. Важнейшими из них станет укрепление портовой и транспортной инфраструктуры, включая строительство ледоколов нового поколения ЛК-60Я и ЛК-110Я.

Необходимо осознавать, что борьба за ресурсы Арктики только набирает обороты; это касается и активных попыток придания СМП статуса интернациональной транспортной магистрали и интернационализации арктических проливов. В таком контексте важно то, что в сентябре 2008 г. утверждены Основы государственной политики России в Арктике, которые в качестве базовых национальных интересов в Арктике признают использование Северного морского пути в качестве национальной единой транспортной коммуникации Российской Федерации в Арктике.

Таким образом, можно с уверенностью говорить о том, что борьба за ресурсы Арктики и морские коммуникации предстоит продолжительная и напряженная. Несмотря на то, что впереди соперничество в различных сферах развития, главное – победа в области хозяйственного освоения Арктики и способности любыми средствами, в том числе и силовыми, утверждения национального суверенитета на арктическом пространстве. Долгосрочные стратегические задачи развития морской деятельности в Арктике на период до 2030 года, определенные Морской доктриной Российской Федерации, направлены на реализацию национальных интересов России в акватории Северного морского пути, ледокольного обслуживания и предоставление равного доступа заинтересованным перевозчикам, в том числе иностранным. Это вызывает необходимость обновления и создания нового поколения ледокольных судов, которые отвечают современным требованиям по обеспечению безопасности мореплавания в арктических морях.

Авторский коллектив монографии: Агарков С.А.(1.2, 2.5); Богачев В.Ф. (1.6); Веретенников Н.П. (1.6); Ветрова Е.Н. (2.3); Гасникова А.А. (3.1); Евдокимов Г.П. (2.1, 2.2); Иванов Г.В. (1.4); Иванова М.В. (2.5); Ключникова Е.М. (2.4); Козьменко А.С. (1.1); Козьменко С.Ю. (1.1–1.5, 2.1, 3.3); Костюков А.Д. (1.5); Костылев И.И. (2.2); Котомин А.Б. (2.1); Матвишин Д.А. (2.2, 2.4, 2.5); Маслобоев В.А. (2.4, 3.2, 3.3); Савельев А.Н. (1.3); Семенов В.П.(2.3); Тесля А.Б. (2.4); Туинова С.С.(3.6); Ульченко М.В. (1.2, 1.5, 3.1–3.5); Черных А.А. (3.4); Щеголькова А.А.(1.3, 1.6, 2.6, 3.1, 3.4, 3.5).

Глава 1.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГЛОБАЛЬНЫХ ТЕНДЕНЦИЙ В ПРОЦЕССАХ РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ

1.1. Эпоха глобального потепления и геоэкономическое развитие «Новой Арктики»

Сегодня Арктика из скованной многолетними льдами российской окраины стремительно превращается в стратегически приоритетное пространство, определяющее конкурентные позиции России на геополитическом, а в перспективе и экономическом атласе современного мира.

На арктическом пространстве органично сочетаются как экономические, так и военные, оборонные, интересы страны, подчеркивая возрастающее значение фундаментальной основы арктической системы коммуникаций – Северного морского пути, стратегической оси морской цивилизации на севере России, при этом укрепление и развитие этой магистрали является безусловным приоритетом национальной безопасности страны [60, с. 41–45], а геоэкономическое и политическое взаимодействие в арктической системе коммуникаций является характерной особенностью оборонной и хозяйственной деятельности России в Арктике в эпоху глобального потепления [88, с. 56–60].

Последние годы ознаменовались повышением активности Арктических государств в освоении арктического пространства. Это вызвано, с одной стороны, возрастанием потребности в эксплуатации природных, главным образом, энергетических ресурсов Арктики, а с другой – становлением более благоприятных условий освоения, как этих ресурсов, так и арктических коммуникаций в результате как минимум сорокалетнего (с 1979 г.) периода потепления.

В таких условиях постепенно формируется облик «новой Арктики» – глобального пространства массового освоения. Понятие «новой Арктики» введено в научный оборот сравнительно недавно, в десятых годах XXI века, и характеризует совершенно новое состояние арктического пространства в условиях текущей циклической стадии потепления.

В этот период улучшаются климатические и экологические [261] условия доступа к арктическим коммуникациям и ресурсам, что создает предпосылки к углублению противостояния между не только арктическими странами в целях достижения конкурентного преимущества в процессе экономического (и/или геополитического) освоения арктического пространства.

Второе. Ввиду глобального потепления Арктика перестала быть естественной непреодолимой преградой, – для России уменьшение площади льда в Арктике означает постепенное исчезновение природного барьера, традиционного защищавшего не только арктическое побережье, но и территорию России в глубину размещения стратегических ядерных сил шахтного базирования от проникновения сил и средств вероятного противника.

Становление более благоприятных условий хозяйствования вполне способствует росту региональной экономики Арктики; а экономический рост, как известно, генерирует военно-политическую активность, которая этот рост тормозит и прекращает.

Следовательно, климатическое потепление сначала вызывает геоэкономическую весну, а затем геополитические заморозки. Это определяет пространственную организацию рационального освоения энергетических ресурсов в Арктике [273, с. 605–624] с учетом влияния этого процесса на состояние окружающей среды [228].

При этом широко распространенный тезис необратимости процесса потепления в Арктике представляется не обоснованным, поэтому, используя принцип цикличности мирового развития, возможно, определить параметры циклических колебаний годовых *minimum* (сентябрь) и *maximum* (март) льда в Арктике и показать наиболее благоприятные для экономической деятельности периоды.

По данным [233] с учетом закономерностей циклической динамики в период постоянных наблюдений с 1979 г. весьма вероятно идентифицируются три базовых цикла колебаний *minimum* и *maximum* арктического льда средней продолжительностью в 11 лет (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Площади годовых *minimum* (сентябрь) и *maximum* (март) льда в Арктике, ветвь спада большого цикла (млн км²)

Цикл	S _{max} (годы, март)		L (лет)*	S _{min} (годы, сентябрь)		L (лет)
	<i>minimum</i>	<i>maximum</i>		<i>minimum</i>	<i>maximum</i>	
I	1984 (15,78)	1988 (16,28)	11	1984 (6,43)	1988 (7,14)	11
II	1995 (15,39)	1998 (16,00)	11	1995 (6,03)	1998 (6,35)	12
III	2006 (14,68)	2010 (15,23)	11	2007 (4,16)	2010 (4,62)	09
IV**	2017 (14,37)	2021	10	2016 (4,17)	2020	11
V**	2027			2027		

*L – продолжительность цикла, определяется по (.) *min*; I –1984-1988-1995

11 лет;

** Продолжительность циклов определена на основании подобия.

Выявленные за весь период наблюдения (с 1979 г.) три цикла колебаний *maximum* и *minimum* площади льда в Арктике (с 1984 по 2016/17 гг.) средней продолжительностью порядка 11 лет указывают на вполне вероятное наличие цикличности в глобальном процессе арктического льдообразования. Ряд физических данных спутниковых наблюдений свидетельствует о принадлежности последних к ветви спада, как *maximum* (с 16,59 в 1979 г. до 14,37 млн км² в 2017 г. или на 13,4 %), так и *minimum* (с 7,57 в 1980 г. до 4,17 млн км² в 2016 г. или на 45 %) площади льда в Арктике (рис. 1.1).

Следуя принципу всеобщности мировой циклической динамики, с учетом свойства гармонии циклических колебаний [90, с. 72–76] и на основании подобия структуры известных науке циклов весьма вероятно предположить наличие сборки из шести базовых климатических циклов, то есть большого цикла общей продолжительностью порядка 66 лет, с 1961 по 2027 гг. (рис. 1.2).

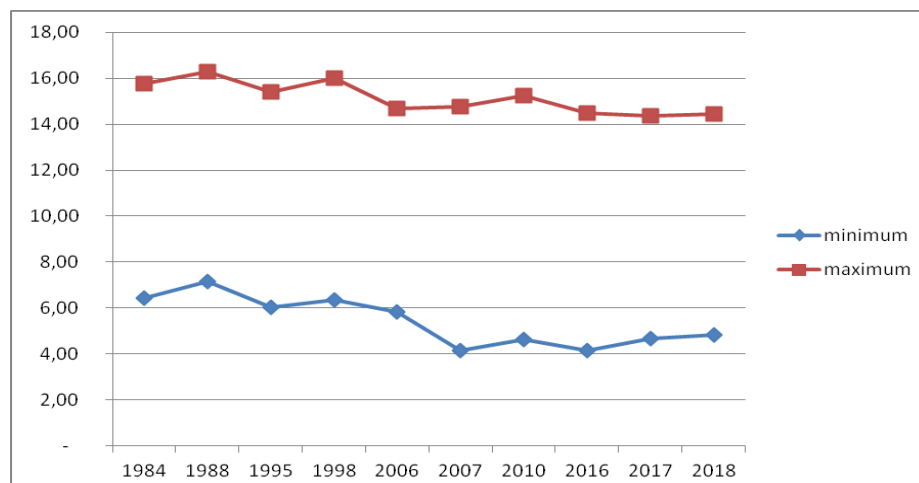


Рис. 1.1. Циклические колебания maximum (март) и minimum (сентябрь) площади льда в Арктике за весь период наблюдения с 1979 г. (млн км²)
 – maximum (март): 1984–88–95; 1995–98–2006; 2006–10–17;
 – minimum (сентябрь): 1984–88–95; 1995–98–2007; 2007–10–16

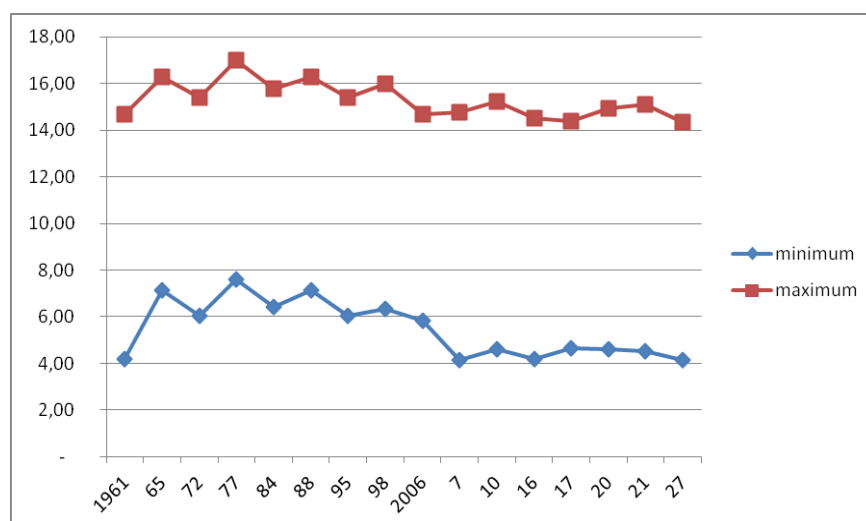


Рис. 1.2. Циклические колебания maximum (март) и minimum (сентябрь) площади льда в Арктике в 1961–2027 гг. (млн км²)
 – ветвь подъема большого цикла: 1961–1984 гг.
 – ветвь спада большого цикла: 1984–2027 гг.

При этом 1961–1984 гг. составляют ветвь подъема, а 1984–2027 гг. – ветвь спада. Следовательно, период с 2018 по 2027 гг. должен быть наиболее благоприятным с позиции экономической конъюнктуры.

Конфигурация текущего большого цикла определится по (.) maximum текущего базового цикла 2016/17–2020/21–2027 гг. Если показатели 2020/21 гг. будут ниже 2010 гг., то текущий базовый цикл следует отнести к ветви спада

большого цикла, если выше – к ветви подъема нового большого цикла, как базовый цикл первоначального подъема ледовитости. Таким образом, относительно благоприятная хозяйственная конъюнктура, определяемая климатическими факторами, сохранится в Арктике в лучшем случае на ближайшие десять лет, примерно до 2027 г.

Предыдущий большой цикл образования льда в Арктике весьма вероятно приходится на 1895–1917–1961 гг. с достижением *maximum* ориентировочно в 1910–1912 гг. В этот период состоялось тяжелое первое сквозное плавание с востока на запад на ледокольных пароходах «Таймыр» и «Вайгач» (гидрографическая экспедиция Б.А. Вилькицкого 1914–1915 гг., открытие островов Северная Земля). Сквозное плавание экспедиции А.-Э. Норденшельда с запада на восток на барке «Вега» в 1878–1879 гг. пришлось на более благоприятные климатические условия – фазу потепления 1851–1895 гг. цикла 1829–1851–1895.

Акватории морей Российской Арктики (кроме Баренцева моря) практически круглогодично покрыты льдом. При этом ледовую обстановку в период начала замерзания акватории определяют условия предшествующего летнего периода. Чем более высока ледовитость (доля скованной льдами площади акватории), сохранившаяся с предыдущей зимы, тем раньше начинается ледообразование нового зимнего периода. Соответственно, чем благоприятнее ледовые условия летом, тем позже замерзает акватория.

Максимальное значение ледовитости в Арктике ежегодно наблюдается в марте, минимальное – в сентябре. В 2018 г. значения площади годового *maximum* и *minimum* составили 14,48 (17 марта) и 4,59 (19 сентября) млн км² соответственно.

Параметры большого цикла с предположительными значениями ветви подъема см. в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Площади годовых *minimum* (сентябрь) и *maximum* (март) льда в Арктике
большого цикла (млн км²)

Цикл	S _{max} (годы, март)		L (лет)*	S _{min} (годы, сентябрь)		L (лет)
	minimum	maximum		minimum	maximum	
I**	1961 (14,68)	1965 (16,28)	11	1961 (4,17)	1965 (7,14)	11
II**	1972 (15,39)	1977 (17,00)	12	1972 (6,03)	1977 (7,60)	12
III	1984 (15,78)	1988 (16,28)	11	1984 (6,43)	1988 (7,14)	11
IV	1995 (15,39)	1998 (16,00)	11	1995 (6,03)	1998 (6,35)	12
V	2006 (14,68)	2010 (15,23)	11	2007 (4,16)	2010 (4,62)	09
VI**	2017 (14,37)	2021 (15,10)	10	2016 (4,17)	2020 (4,60)	11
	2027 (14,36)			2027 (4,16)		

*L – продолжительность цикла, определяется по (.) min; III –1984-1988-1995 – 11 лет;

** Продолжительность циклов определена на основании подобия.

– ветвь подъема большого цикла: 1961–1984 гг.

– ветвь спада большого цикла: 1984–2027 гг.

Малоледные периоды наблюдались в Арктике и в эпоху спутниковых наблюдений, в частности, в 1920-40 гг., что также вызвало дискуссии о вероятном глобальном потеплении. В этот период Северный морской путь был пройден впервые за одну навигацию с запада на восток (1932 г., экспедиция О. Шмидта на ледокольном пароходе «А.Серебряков») и с востока на запад (1933 г., Н. Николаевым на ледорезе «Федор Литке»). В это же время (июль – октябрь 1935 г.) состоялось первое сквозное грузовое плавание по Северному морскому пути лесовозов «Ванцетти» и «Искра» из Ленинграда во Владивосток.

Выделяются следующие особенности хозяйственной и оборонной деятельности России Арктике в условиях глобального потепления, – расширяется свободное ото льда пространство, что увеличивает конкурентоспособность транспортных коммуникаций за счет удлинения периода самостоятельного (без ледокольной проводки) плавания судов по трассам СМП. Во-вторых, увеличивается период гарантированного доступа к месторождениям континентального шельфа арктических морей.

Что касается ВМФ – потепление и сокращение площади многолетнего льда в целом увеличивает свободную ото льда зону ответственности ОСК «Северный флот», что повышает актуальность оснащения флота новейшей боевой техникой, способной действовать в приполюсных районах.

Эти климатические особенности позволяют кораблям и судам ВМФ совершать ранее недоступные походы и выполнять мероприятия боевой подготовки в проливных зонах и в акваториях арктических архипелагов. В 2018 г. отряд кораблей Северного флота совершил межфлотский переход по СМП в восточном направлении на Тихий океан для участия в учениях «Восток-2018». В августе–сентябре этого же года учебный корабль «Перекоп» совместно с морским транспортом «Академик Ковалев» впервые выполнил переход Северным морским путем в западном направлении из Петропавловска-Камчатского в Североморск [88, с. 59].

В условиях глобального потепления кромка многолетнего льда Карского моря и морей восточной Арктики (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) в летний период перемещается к северу значительно, чем в период увеличения ледовитости, оставляя вместо льда более обширное чистое пространство. Таким образом, чем меньше площадь арктического льда, тем больше свободное ото льда пространство, которое требует защиты от проникновения сил и средств вероятного противника.

Максимальная (за всю историю спутниковых наблюдений с 1979 г.) величина свободного ото льда пространства при площади льда 3,39 млн. км² наблюдалась 17 сентября 2012 г. (рис. 1.3). В этом году пространство арктических морей было полностью свободным ото льда (кромка льда находилась севернее 81° с.ш.) – 75 дней с 5 августа по 19 октября; и частично (кромка льда находилась в промежутке от 81 до 78° с.ш.) – 83 дня с 28 июля по 19 октября.

В этот период южная трасса СМП (пролив Вилькицкого) оставалась свободной ото льда. Следует подчеркнуть, что исторический сентябрьский *minimum* 2012 г. выделяется из сложившегося ряда *minimum* и относится к случайным значениям, являясь «случайным погодным шумом».

В целом [233] величина *minimum* площади арктического льда значительно превышает значение 2012 г. и только в последние годы стабильно

находится на уровне 5 млн км² – 2015 г. – 4,45; 2016 г. – 4,17; 2017 г. – 4,67; 2018 г. – 4,59 млн км².

Минимальная величина свободного ото льда пространства при площади льда 16,59 млн. км² наблюдалась 1 марта 1979 г. (рис. 1.4). В течение 38 лет этот показатель плавно снижался до 14,39 млн км² (8 марта) в 2017 г.

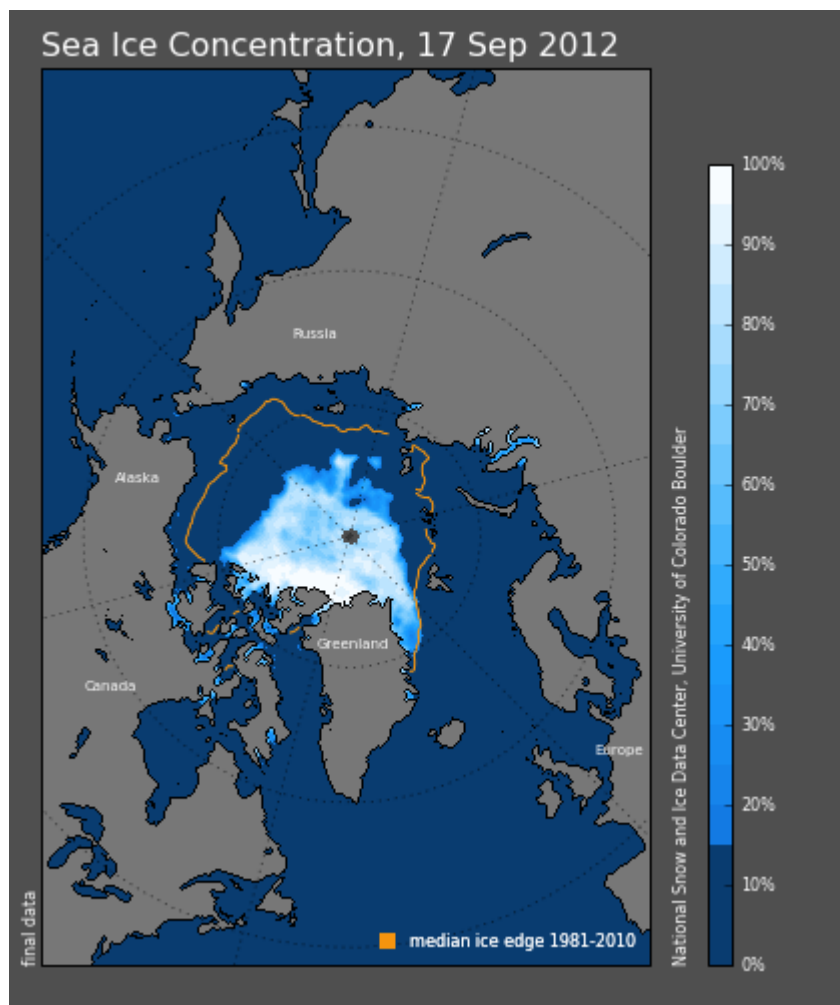


Рис. 1.3. Состояние арктического льда 17 сентября 2012 г. $S = 3,39$ млн км²

Те же процессы происходят в Антарктиде. По данным, полученным в процессе 24 независимых спутниковых измерений баланса ледовой массы в Антарктиде в период 1992–2018 гг., следует, что до 2011 г. объем льда в Антарктиде снижался со скоростью 76 млрд.т. в год [88, с. 58–59]. В дальнейшем с увеличением скорости таяния в период 2012–2018 гг. скорость потери льда составила 219 млрд т в год. Это соответствует ежегодному повышению уровня моря на 0,6 мм. В целом с 1992 г. повышение уровня моря составило 8,2 мм, при этом более 50% этого повышения приходится на последние (2012–2018 гг.) семь лет.

Рекордное за всю историю наблюдений сокращение площади арктического льда – более одного млн. км² – зарегистрировано в 2007 и 2012 гг.

Значение площади арктического льда в сентябре 2007 г. является (.) minimum базового цикла, а в сентябре 2012 г. – либо (.) minimum более продолжительного (большого цикла, т.е. «сборки» шести базовых циклов), либо случайной флуктуацией, так называемым «случайным погодным шумом».

В 2007 г. впервые в истории был открыт легендарный Северо-Западный проход, т.е. кромка арктического льда площадью 4,16 млн км² располагалась севернее параллели 74° с.ш.

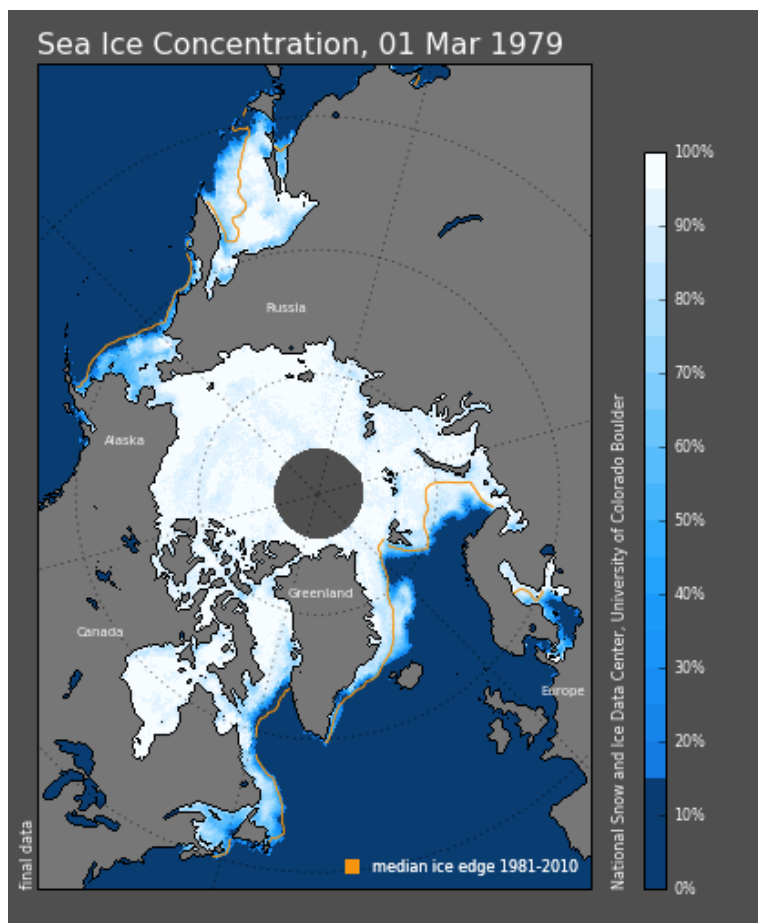


Рис. 1.4. Состояние арктического льда 1 марта 1979 г. S = 16,59 млн км²

Значение площади арктического льда в сентябре 2007 г. является (.) minimum базового цикла, а в сентябре 2012 г. – либо (.) minimum более продолжительного (большого цикла, т.е. «сборки» шести базовых циклов), либо случайной флуктуацией, так называемым «погодным шумом».

В 2007 г. впервые в истории был открыт легендарный Северо-Западный проход, т.е. кромка арктического льда площадью 4,16 млн. км² располагалась севернее параллели 74° с.ш. В 2012 г. площадь арктического льда составила 3,39

млн км², что обеспечило свободный ото льда проход в море Лаптевых через североземельные проливы и с севера архипелага Северная Земля, при такой конфигурации ледового покрова кромка льда располагалась севернее параллели 81° с.ш. Именно в этом году были проведены пробные транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) восточным маршрутом.

7 ноября – 5 декабря 2012 г. впервые была осуществлена транспортировка сжиженного природного газа по Северному морскому пути танкером-газовозом «Ob river» из Хаммерфеста (Норвегия) в Тобату (южная Япония). Во время перехода по Северному морскому пути (9–18 ноября 2012 г.) судно сопровождали атомные ледоколы «Россия», «Вайгач» и «50 лет Победы». Преодолев пролив Вилькицкого, до Берингова пролива судно шло в однолетнем льду толщиной до 30 см. Всего за одну навигацию это судно выполнило два рейса, включая порожний из Японии в Норвегию (октябрь, 2012 г.). Это свидетельствует о полной готовности СМП к обеспечению международных транспортных операций, как в западном, так и в восточном направлениях [7, с. 73–82].

В летнюю навигацию 2012 г. Северным морским путем прошло с востока на запад и обратно первое китайское судно – «Снежный Дракон», усиленного ледового класса Arc5 (Российский морской регистр судоходства – РМРС) [44, с. 459–464]. Это вселило оптимизм в китайских деловых кругах, связанный с возможностью экономического (и геополитического) присутствия Китая на арктических коммуникациях. «Снежный Дракон» куплен у Украины в 1993 г.

Условия РМРС для самостоятельного плавания судов во льдах [38, с. 41] показывают, что безопасно эксплуатироваться во время летне-осенней навигации во всех морях Северного морского пути могут только корабли и суда, отвечающие параметрам ледового класса Arc7 и выше. Этот класс предполагает самостоятельное плавание в сплочённых однолетних арктических льдах при толщине льдов до 1,4 м в зимне-весеннюю навигацию и до 1,7 м в летне-осеннюю, а также плавание в канале за ледоколом в однолетних арктических льдах толщиной до 2,0 м в зимне-весеннюю и до 3,2 м в летне-осеннюю навигацию. Для ледокольного обеспечения кораблей и судов класса Arc7 требуется соответствующий ледокол – класса Icebreaker7 РМРС.

Следует особо подчеркнуть, что параметры Arc7 позволят кораблям и судам этого ледового класса в зимне-весенний период навигации безопасно самостоятельно плавать в Баренцевом море и юго-западной части Карского моря [38, с. 40], обеспечивая транспортировку энергетических ресурсов из акватории Обской губы.

Это также относится к танкерам-газовозам типоразмера «Yamalmax» проекта «Ямал-СПГ» и челночным танкерам, осуществляемым транспортировку нефти к накопителю «Умба» в Кольском заливе с терминалов «Ворота Арктики» (Обская губа, Карское море), «Варандей» (Печорское море), а также с платформы «Приразломное» (Печорское море).

В сентябре 2013 г. тестовую доставку СПГ по Северному морскому пути из Хаммерфеста (Норвегия) на терминал Футтсу (Япония) выполнил танкер-газовоз «Arctic Aurora». Такие особенности новой Арктики создают благоприятные и сравнительно комфортные условия для экономического освоения арктического пространства [189, с. 58–63].

В этот процесс интенсивно включается и Китай с претензией приобретения в дальнейшем статуса арктической державы через достижение геоэкономического (и/или геополитического) контроля над арктическими коммуникациями и энергетическими ресурсами. Именно это является целью создания в арктических широтах «Полярного шелкового пути» как неотъемлемой составляющей стратегии «Один пояс, один путь», поскольку в условиях глобального потепления открываются новые маршруты мореплавания и новые экономические возможности. Об этом объявлено в январе 2018 г.

Арктические исследования в Китае начались в 1999 г. В июле 2017 г. «Снежный Дракон» отправился уже в восьмую арктическую научную экспедицию – за 83 дня «Снежный Дракон» впервые совершил плавание вокруг Северного Ледовитого океана с тестовым преодолением Северо-Западного прохода. Однако целью экспедиции были не только научные исследования и изучение маршрута вдоль берегов России и Канады – в августе 2017 г. китайская экспедиция на «Снежном Драконе» впервые пересекла центральный фарватер Северного Ледовитого океана.

Под центральным фарватером понимается приполюсная акватория Северного Ледовитого океана (за пределами акваторий арктических морей). Цель китайских арктических экспедиций состоит в организации коммерческого плавания в этих районах, поскольку здесь может быть проложена самая короткая морская магистраль, которая соединяет экономические круги северо-восточной Азии и Европы. Таким образом, освоив коммуникации центрального фарватера, нет необходимости использовать территориальное море и исключительную экономическую зону, как России, так и Канады.

Освоение центрального фарватера СЛО органично сочетается с организацией мореплавания по чистой воде, которая образуется как сообщающаяся система полыней в зимнее время по кромке дрейфующих льдов СЛО и припая арктических морей.

Зимой у побережья арктических морей (Карского, моря Лаптевых, Восточно – Сибирского и Чукотского) образуются неподвижные льды – припай. Толщина этих морских льдов составляет порядка 1,8–2,0 м., что больше толщины дрейфующих в акватории СЛО океанических льдов (1,4–1,6 м). Под воздействием мощного Сибирского антициклона, при котором ветер зимой дует с юга на север, между припаем и кромкой дрейфующего льда образуется оазис чистой воды – полынья.

Известны Ямальская полынья, Обь-Енисейская, образующаяся на выходе из Обской губы и, наконец, Великая Сибирская полынья, которая регулярно появляется за внешней кромкой припая на участке от острова Большой Бегичев в море Лаптевых до Медвежьих островов в Восточно-Сибирском море. В отдельные годы полынья сжимается, и образуются два самостоятельных участка – Ленская и Новосибирская полыньи.

Глобальное потепление приводит к увеличению размеров полыней в меридиональном направлении (с юга на север) из-за смещения в сторону полюса кромки дрейфующего арктического льда. Это, с одной стороны, затрудняет доступ к дрейфующим льдам, на которых обычно кормятся белые медведи и другие представители арктической фауны, а, с другой – расширяют потенциал арктической системы коммуникаций и способствуют развитию зимнего судоходства по СМП.

Однако, следует подчеркнуть, при изменении ветровой обстановки полынья может закрыться и сжать судно, такое случалось, как известно, с пароходом «Челюскин» в 1933 г. в Чукотском море и сухогрузом «Нина Сагайдак» в 1983 г. в проливе Лонга. Поэтому плавание в акватории арктических полыней предполагает соответствующее ледокольное обеспечение.

С окончанием зимы в мае-июне полыньи расширяются, аккумулируют солнечную энергию – там начинается процесс таяния льда и возрождения арктической флоры и фауны. Полыньи наблюдаются в зимний (15 ноября – 15 мая) период примерно 4–4,5 месяца в году. Следовательно, под воздействием основных климатических явлений и тенденций система образования полыней ежегодно воспроизводится и представляет собой устойчивый периодический процесс.

Для придания процессу освоения Арктики последовательный характер Китай планирует и далее проводить арктические экспедиции, – в 2018 г. с 20 июля по конец сентября проходила девятая арктическая экспедиция «Снежного Дракона», в ходе которой проводились исследования на Чукотском плато и Канадской котловине Северного Ледовитого океана.

В августе 2018 г. в Шанхае начата стыковка основных блоков ледокола «Xue Long – 2» – «Снежный дракон» (способен преодолевать лед толщиной до 1,5 м) с тем, чтобы ввести в строй и уже в 2019 г. продолжить арктические экспедиции.

Выполнение арктических экспедиций позволило Китаю сформировать и отработать команду отечественных ледовых капитанов и лоцманов.

Активность Китая на арктическом направлении объясняется тем, что в этом регионе разворачиваются масштабные инвестиционные проекты глобального характера, участие в которых позволит Китаю наравне с другими арктическими державами упрочить свое влияние в системе арктических коммуникаций. Поэтому в этих проектах Китай интересуется не столько природные ресурсы (природный газ как таковой), сколько западная часть Северного морского пути, как перспективная магистраль для транспортировки китайских товаров в Европу [218, с. 95–99]. А в условиях глобального потепления к западной (практически свободной ото льда) части СМП добавляются коммуникации восточных арктических морей.

Возрастающее значение Арктической системы морских коммуникаций наглядно проявляется, как в усилении экономического присутствия, в частности, Китая в Арктике, так и при реализации крупнейших российских инфраструктурных проектов. В этом смысле очевидно формирование глобальной тенденции развития в Арктике промышленного комплекса производства и транспортировки сжиженного природного газа в рамках двух проектов – «Ямал-СПГ» и «Арктика СПГ – 2».

Первая очередь проекта «Ямал-СПГ» мощностью 5,5 млн т запущена 8 декабря 2017 г., вторая и третья очереди такой же мощности – в августе и декабре 2018 г., что практически на год раньше планируемых сроков. В 2019 г. предполагается дополнительно пуск четвертой очереди мощностью 1 млн т для тестирования собственной технологии сжижения газа. Итого суммарная мощность проекта составит 17,5 млн т СПГ.

Первоначальные инвестиции в этот проект, в котором участвуют российская компания «Новатэк» (50,1 %), французская Total и Китайская

национальная нефтегазовая корпорация (CNPC – China National Petroleum Corporation) – по 20 %, а также Китайский фонд Шелкового пути (Silk Road Fund Co Ltd.) – 9,9 %, оцениваются на уровне USD 27 млрд.

Проект обслуживается мощным газовым флотом, состоящим из 15 танкеров-газовозов ледового класса Arc7 типоразмера Yamalmax средней вместимостью порядка 172 400 м³. Тендер на строительство выиграла компания Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co., Ltd (DSME), Сеул, Республика Корея. Средняя стоимость одного танкера – газовоза составляет порядка USD 340 млн, а всего тендера – USD 5,5 млрд.

Соглашение о строительстве газовозов между ООО «Ямал СПГ» и DSME допускает передачу права собственности на эти танкеры судоходным компаниям, которые будут осуществлять транспортировку СПГ на условиях долгосрочного тайм-чартерного соглашения с оператором проекта ООО «Ямал-СПГ».

В результате 15 танкеров-газовозов проекта «Ямал-СПГ» распределились между следующими судоходными компаниями: ПАО «Совкомфлот» – первый головной танкер «Кристоф де Маржери» (рис. 1.5); 6 танкеров, включая «Эдуард Толль» и «Рудольф Самойлович» – канадская компания Teekay с дочерней китайской China LNG Shipping (Holdings) Limited (China LNG); греческая компания «Dynagas Ltd» (49%) совместно (по 25,5 %) с ведущими китайскими судоходными компаниями Sinotrans и China LNG Shipping – 5 танкеров, в том числе «Борис Вилькицкий», «Федор Литке», «Георгий Брусилов», «Николай Зубов» и «Борис Давыдов», а также японская компания MOL (Mitsui O.S.K. Lines Ltd) при участии China Shippihg Development (крупнейшего в Китае перевозчика нефти и др. сырья) – 3 танкера, среди которых «Владимир Русанов» и «Владимир Визе».

К началу февраля 2019 г. 10 поименованных танкеров-газовозов переданы заказчику, 4 из них в 2017 г., 5 – в 2018 г., 1 – в 2019 г. Последние из 10 танкеров «Георгий Брусилов» и «Николай Зубов» переданы заказчику в ноябре и декабре 2018 г., а «Борис Давыдов» – в январе 2019 г. В 2019 г. планируется передача заказчику оставшихся 5 танкеров: 4 – «Николай Евгенов» (4 июня), «Владимир Воронин» (9 августа), «Георгий Ушаков» (11 октября), «Яков Гаккель» (25 ноября) – компании Teekay и 1 – «Николай Урванцев» – компании MOL.

Газовый флот проекта «Ямал-СПГ» органично дополняется первым в мире всесезонным арктическим танкером «Борис Соколов» (рис. 1.6), Arc7, построенным в 2018 г. на китайской верфи Guangzhou Shipyard International, Гуанчжоу по проекту Aker ARC 212. Проектант – Aker Arctic Technology (Санкт-Петербург), владелец и оператор – греческая компания Dynacom Tankers Management.

Судно использует принцип двойного действия, запатентованный ААТ под маркой DAS и способно работать самостоятельно в ровном льду толщиной до 1,8 м. Ледопроходимость судна составляет 1,5 м (носом) и 1,8 м (кормой).



Рис.1.5. Танкер-газовоз «Кристоф де Маржери» в Сабетте

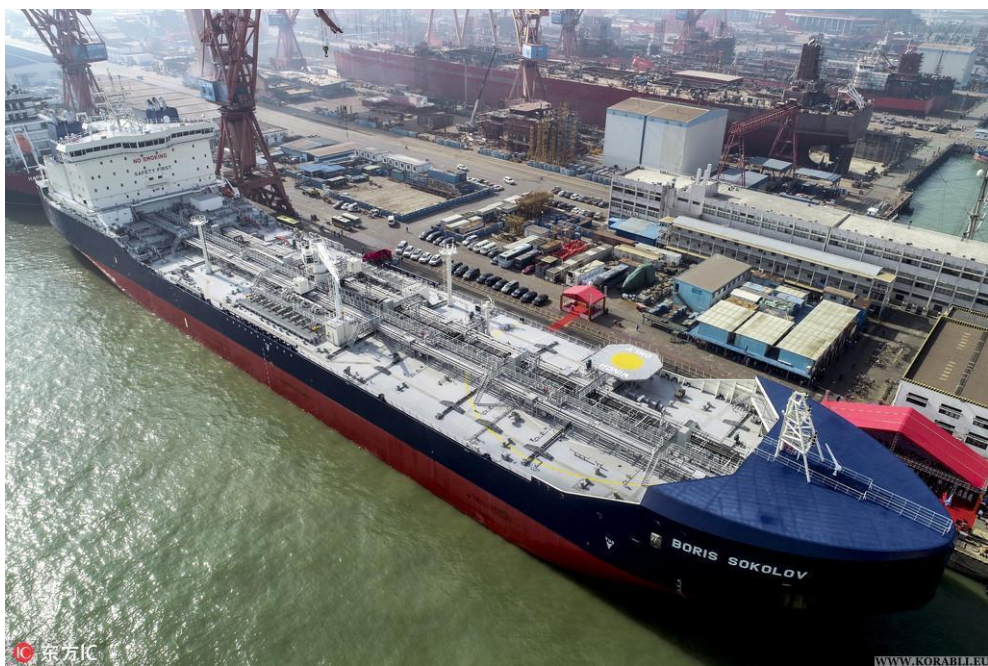


Рис.1.6. Танкер «Boris Sokolov» на судовой верфи в Гуанчжоу

Эксплуатироваться “Boris Sokolov” будет на проекте «Ямал-СПГ», обеспечивая круглогодичный вывоз газового конденсата по Северному морскому пути. Следует подчеркнуть, что из всех судов проекта «Ямал-СПГ» только «Кристоф де Маржери» плавает под российским флагом.

Практически весь газ проекта «Ямал-СПГ» (98,1%) был законтрактован (сроком до 40 лет) еще в сентябре 2014 г. Операторами проекта являются –

Novatek Gas & Power (2,86 млн т), Total Gas & Power (4 млн т) и CNPC (3,0 млн т), а также с российской компания Gazprom Marketing & Trading (3 млн т) и испанская Gas Natural (2,5 млн т) ежегодно. Основные поставки планируются в страны АТР. Кроме того, около 5 % (0,82 млн т) проекта «Ямал-СПГ» зарезервировано для продажи на спотовом рынке.

Первые партии СПГ (декабрь 2017 г. – начало 2018 г.) отправлялись западным маршрутом с перегрузкой на конвенционные танкеры на европейских терминалах с последующей доставкой потребителям, в том числе в страны АТР и США (22 января 2018 г. партия российского СПГ была доставлена в порт Балтимор танкером «Gaselys»).

Поставки по китайскому (с CNPC) долгосрочному контракту начаты в июне 2018 г. восточным маршрутом. 17 и 18 июля 2018 г. танкеры-газовозы «Владимир Русанов» и «Эдуард Толль» доставили две партии СПГ из Сабетты в китайский порт Цзянсу – Жудун (Желтое море) на терминал «Цзянсу». Эти танкеры вышли из порта Сабетта 25 и 27 июня соответственно. Время судов в пути составило в среднем 20 дней, что на 16 дней быстрее, чем по традиционному пути через Суэцкий канал и Малаккский пролив. Ледовая часть Северного морского пути была преодолена ими за девять дней. Это первый случай в истории СМП, когда танкеры прошли по восточному маршруту в направлении Берингова пролива без ледокольного сопровождения. Этим же маршрутом 31 июля 2018 г. прибыл к терминалу Tangshan LNG (северо-восток Китая, Желтое море) и встал под разгрузку танкер «Кристоф де Маржери». Эти рейсы открыли начало регулярных поставок СПГ Северным морским путем в восточном направлении.

Следует особо подчеркнуть, что доставка СПГ восточным маршрутом через Берингов пролив в летнюю навигацию выполняется в 1,5 раза быстрее, чем южным – 44 и 68 суток туда-обратно соответственно. Экономия (с учетом перегрузки на конвенционные танкеры в Европе) составляет порядка USD 0,8/MBTU или USD 3,2 млн за каждый рейс.

При этом для рационального использования танкеров усиленного ледового класса Arc7 типоразмера Yamalmax планируется (ПАО «Новатэк», 2022-2023 гг.) строительство перевалочного СПГ-терминала на Камчатке (в бухте Моховая, район Петропавловска-Камчатского) мощностью 20 млн т/год с учетом возможного увеличения мощности до 40 млн т/год. Бухта Моховая – глубоководная, незамерзающая с непосредственным выходом в акваторию Тихого океана. С той же целью в октябре 2018 г. Правительством Мурманской области и ПАО «Новатэк» подписано соглашение о строительстве в п. Ура-Губа (50 км от г. Мурманска) перевалочного комплекса СПГ мощностью 20 млн т в год. В дальнейшем предполагается вывод объема производства СПГ в Арктике на уровень 58 млн т/год.

В зоне СМП активно развивается еще один крупный инфраструктурный проект в сфере производства и транспортировки СПГ. Проект «Арктика СПГ-2». В акватории Кольского залива ПАО «Новатэк» приступил к реализации нового масштабного инфраструктурного проекта – создание Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений. Суммарные инвестиции в этот проект составляют порядка 25 млрд. руб. В рамках этого проекта создается 10 тыс. рабочих мест, предусмотрено две очереди производства – первая будет запущена в 2019 г., вторая – в 2020 г.

На базе Центра в районе пос. Белокаменка на намывных площадях Кольского залива строится специализированная верфь для производства уникальных образцов морской техники – железобетонных платформ гравитационного типа для размещения заводов по сжижению природного газа и других морских буровых и добычных объектов для реализации проекта «Арктик СПГ-2» по экономическому освоению месторождений Гыданской нефтегазоносной области. Создание этого Центра органично вписывается в концепцию формирования Кольской опорной зоны, которая предполагает реализацию более 30 инвестиционных проектов, объединенных в 7 кластеров – горно-химического и металлургического, транспортно-логистического, морской хозяйственной деятельности, освоения энергетических ресурсов, развития промышленного рыболовства, научно-образовательного и туристско-рекреационного. Это будет способствовать устойчивому социально-экономическому развитию Арктики и развернуть восточный вектор экономической политике России в контексте становления «Полярного шелкового пути».

1.2. Геополитика и экономика российско-китайского регионального взаимодействия

Современные арктические устремления Китая стратегически обоснованны и фундаментальны, например, Дэн Сяопин, вдохновитель современных китайских преобразований: «Ни одна страна не может развиваться, закрывшись ото всех, не поддерживая международные связи, не привлекая передовой опыт развитых стран. А также достижения передовой науки и техники, иностранный капитал. Мы, как и наши предки, испытали этот горький опыт... С середины эпохи Мин до начала Опиумных войн, за 300 (примерно 1500–1840 гг. – *прим. авт.*) с лишним лет изоляции, Китай обнищал, отстал в развитии, погряз в темноте и невежестве» [10]. Основопологающим элементом концепции «Один пояс один путь», которая обосновывает проводимую Китаем мировую экспансию, является создание и модернизация инфраструктуры транспортировки китайских товаров, т.е. обеспечение растущего товарооборота, который стимулирует экономическое развитие Китая.

Китай развивается стремительно. Экономика Китая прочно удерживает второе место в мире (в 2018 г. ВВП Китая составил USD 12,3 трлн), уступая США (USD 19,3 трлн). В пятерку лидеров традиционно входят Япония (USD 4,5 трлн), Германия (USD 3,6 трлн), Великобритания (USD 2,9 трлн). Россия в 2018 г. занимала 13-ю строчку рейтинга с ВВП в USD 1,28 трлн между Испанией (1,29) и Австралией (1,26).

Рост китайской экономики способствует увеличению потребления энергетических ресурсов (нефти и газа) при практически неизменном потреблении угля.

Следует подчеркнуть, что экономика России в разы уступает экономике США и Китая, поэтому и не рассматривается этими странами ни в качестве равноправного экономического партнера, ни в качестве опасного соперника. Для равного соперничества на мировых рынках России следует сформировать вокруг себя объединение стран с суммарным ВВП, сравнимым по величине с

экономикой США, Китая или Евросоюза. Это возможно, например, на основе создания системы коллективной безопасности, поскольку геополитическое преимущество нашей страны не вызывает сомнений.

Китай также стремится к доминированию в Евразии, именно такую цель преследует стратегия «Один пояс, один путь», как глобальный экономический проект. Это придало импульс железнодорожным перевозкам между Китаем и Европой по территории России. Эти перевозки официально начались в 2011 г. Динамика роста грузопотока на китайско-европейском направлении действительно впечатляющая: от 17 поездов в 2011 г. до 1702 в 2016 г. В 2017 г. было отправлено уже 3673 поезда, а в первом полугодии 2018 г. – еще 2490 состава. Такими темпами 26 августа 2018 г. из Гамбурга в Ухань вернулся очередной, 10-тысячный поезд, отправленный по маршруту Китай – Европа. Так формируется Новый шёлковый путь (Евразийский сухопутный мост) – транспортный маршрут для перемещения грузов и пассажиров по суше из Китая в страны Европы. Маршрут включает трансконтинентальную железную дорогу – Транссибирскую магистраль, которая проходит через Россию и второй Евразийский континентальный мост, проходящий через Казахстан.

Важнейшим направлением торговой экспансии Китая стали создание и строительство по всему миру инфраструктурных объектов. В частности, создание южной дуги морских портов с китайским участием (рис. 1.7). Среди 20 крупнейших портов мира по объёму перевалки грузов 14 являются китайскими, также 9 из 20 крупнейших контейнерных терминалов располагаются в Китае.

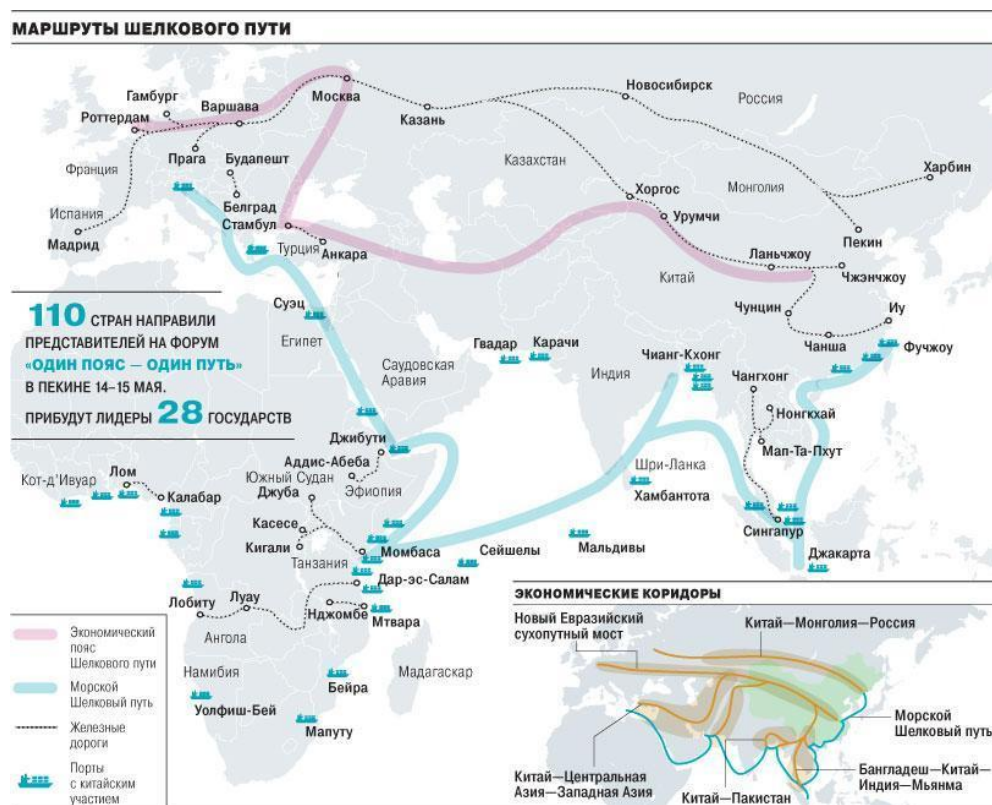


Рис. 1.7. Шелковый путь и морские порты с китайским участием

Активность Китая на арктическом направлении объясняется тем, что в этом регионе разворачиваются масштабные инвестиционные проекты глобального характера, участие в которых наравне с другими странами позволит Китаю упрочить свое влияние в системе арктических коммуникаций, поэтому в этих проектах Китай интересуется не столько природные ресурсы (природный газ как таковой), сколько западная часть Северного морского пути, как перспективная магистраль для транспортировки китайских товаров в Европу. Поиск Китаем альтернативных маршрутов транспортировки в Европу объясняется привлекательностью европейского рынка. Китай лидирует в импорте стран ЕС, занимая нишу в 17,4 % (далее следуют США – 14,5 %), европейский импорт из России составляет 7% и это, главным образом, энергоносители. Эти показатели характеризуют различный вклад этих стран в экономику ЕС, что не может не сказаться и на внешней политике, проводимой странами Европы.

В дальнейшем Китай планирует увеличивать поставки своих товаров в европейские страны – этот рынок характеризуется, по сути, низкой конкуренцией в низкоценовом сегменте, выбор товаров в котором ограничен, а также наличием покупательной способности товаров этого ассортимента, что стимулирует расширение предложения. Кроме того, Китай давно ищет замену США как основной своей торговой площадке и с этой целью активно расширяет свое присутствие и в Европе, и в Азии, поэтому можно ожидать, что рост продаж китайских товаров в ЕС только увеличится.

Здесь следует подчеркнуть, что южный маршрут транспортировки китайских грузов в Европу проходит из Южно-Китайского моря через Малаккский пролив. ВМС США с легкостью (как известно, под надуманным предлогом) могут перекрыть все морские проливы, особенно Малаккский в районе Сингапура, в самом узком (2,5 км) месте.

Как это может быть, на практике реально показала авианосная ударная группа во главе с авианосцем «Карл Вильсон» в апреле 2017 г.

К тому же Малаккский, также как и Баб-эль-Мандебский, проливы не свободны от действий пиратов и террористов.

К тому же экономическое присутствие Китая в Западной Арктике обосновывается и тем, что здесь локализованы основные запасы природного газа России и на этот регион приходится порядка до 86 % российской добычи [189, с. 58–63], т.е. практически весь российский газ сосредоточен и добывается (порядка 550 млрд м³ в 2016 г.) в шести арктических нефтегазоносных областях (Южно-Карской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской, Гыданской и Усть-Енисейской) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, или практически полностью в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа. Гарантированный доступ (пусть даже частичный) к региональным коммуникациям означает и контроль над этими богатейшими ресурсами [см., в частности, 86, с. 190–194], которые в будущем могут представлять для Китая коммерческий или иной интерес.

Этими двумя соображениями и обосновано китайское участие в крупнейшем современном российском газовом проекте, строительстве в Арктике завода по производству сжиженного природного газа, которым является «Ямал-СПГ».

Участие Китая в этом проекте оценивается на уровне 29,9% – Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC – China National Petroleum Corporation) – 20% и китайский фонд Шелкового пути (Silk Road Fund Co Ltd.) – 9,9% – наряду с французской Total – 20 % и российской компанией «Новатэк» – 50,1 %. Первоначальные инвестиции в этот проект оцениваются на уровне USD 27 млрд. Также Китай активно участвует в строительстве газового флота этого проекта, состоящего из 15 танкеров-газовозов типоразмера Yamalmax – китайские компании так или иначе участвуют в строительстве всех танкеров, за исключением головного.

К тому же у CNPC 20-летний контракт с ООО «Ямал СПГ» на поставку 3 млн т СПГ в год. Он привязан к ценам на энергоресурсы в Японии – Japan Crude Cocktail (JCC). По этой формуле стоимость СПГ в июле 2018 г. (время начало поставок) составила около USD 10,5–10,9/MBTU. Тогда как реальная себестоимость ямалского СПГ составляет около USD 6,1/MBTU при транспортировке по Северному морскому пути в течение 6 месяцев летней навигации. Таким образом, чистая прибыль ООО «Ямал СПГ» от поставки каждой партии СПГ в 77 000 т (средняя грузоподъемность судна 172 300 м³) составила USD 16 млн.

Следует выделить еще два проекта с китайским участием. Первый – строительство китайскими компаниями железнодорожной магистрали Белое море – Коми – Урал («Белкомур»). Планируемая протяженность магистрали 1252 км с грузооборотом 45 млн т в год. Планируется построить 712 км новых путей и перестроить 449 км существующих. Всего на магистрали Архангельск – Пермь три функционирующих (Архангельск – Карпогоры, Вендинга – Микунь Сыктывкар и Григорьевская – Пермь) и два строящихся (Карпогоры – Вендинга и Сыктывкар – Кудымкар – Григорьевская) участков (рис. 1.8). Этот проект сократит расстояние от Перми до Архангельска примерно на 800 км.

Старт проекту был дан в мае 1996 г., а в сентябре 2015 г. достигнута договоренность на высшем уровне между РФ и КНР о совместной реализации проекта «Белкомур».

В рамках «Белкомура» планируется строительство нового глубоководного архангельского морского порта, способного принимать морские суда всех классов.

В системе коммуникаций севера России, по сути, органично связаны два проекта – «Белкомур» и «Баренцкомур», обеспечивающие доступ к морским портам Северного бассейна – Архангельску и порту, который может быть построен в пос. Индига (там же планируется и отгрузочный терминал проекта «Печора-СПГ»). Для организации железнодорожного сообщения с п. Индига проект предусматривает строительство ветки Пермь – Соликамск – Чинья – Ворык – Тиман – Индига (рис. 1.8).

Существенным преимуществом этого проекта является сокращение расстояния при доставке грузов по проекту «Баренцкомур» (в Индигу) на 350–400 км по сравнению с доставкой по проекту «Белкомур». Кроме того, расстояние, проходимое морским транспортом от порта Индига короче на 500–600 км в западном направлении и более чем на 1000 км в восточном по сравнению с расстоянием, которое проходят суда, загружающиеся в Архангельске. Но при этом проект требует проведения работ по строительству морского порта, способного принимать морские суда всех классов.

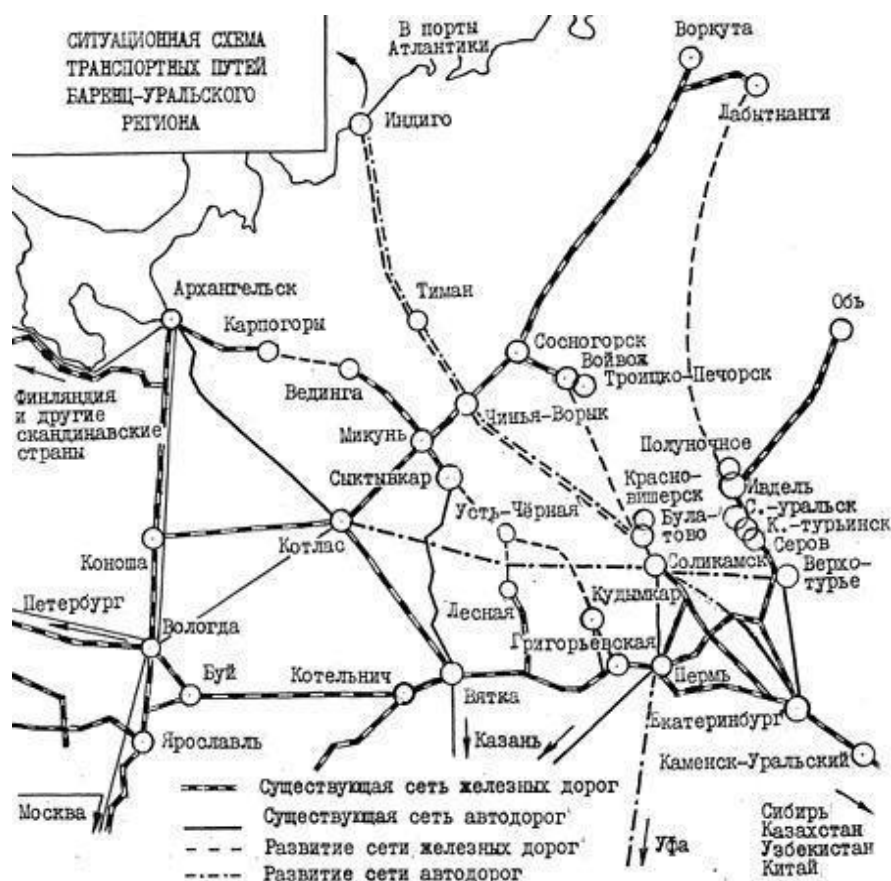


Рис. 1.8. Ситуационная схема транспортных путей Баренц-Уральского региона [15]

Второй проект с китайским участием. Строительство и содержание моста через р. Лена в районе Якутска, то есть завершение идеи создания Амуро-Якутской железнодорожной магистрали. Стоимость проекта – 90 млрд руб. После этого от Якутска можно будет тянуть железную дорогу на восток до Чукотки, с перспективой строительства подводного тоннеля через Берингов пролив в США, на Аляску. И на северо-запад, к устью Енисея, к стратегическому заполярному порту Дудинка. Оттуда – прямая морская дорога в Западную Европу.

В целом развитие экономических отношений с Китаем идет не так интенсивно, как хотелось бы. За последние два года (с 2016 г.) товарооборот России и Китая снизился на USD 7 млрд и составил (2018 г.) USD 59 млрд.

За этот период Россия переместилась по уровню товарооборота с Китаем с восьмого на скромное тринадцатое место. И если в 2016 г. впереди России были семь стран: США – 461, Гонконг – 260, Японии – 230, Ю. Кореи – 225, Тайвань – 153, Германии – 130 и Австралии – 94 USD млрд., то в 2018 г. к ним прибавились Малайзия – 81, Вьетнам – 72, Сингапур – 66, Великобритания – 64, Таиланд – 62 и Бразилия – 61 USD млрд.

Вообще-то сегодня Китай входит в число крупнейших мировых инвесторов, однако доля России здесь более, чем скромная и составляет всего порядка 1–2% от зарубежных инвестиций Китая, то есть около USD 1–2 млрд. При этом следует подчеркнуть, что в экономику стран Центральной Азии (Казахстан, Узбекистан и Туркмению) Китай инвестирует в 11 раз больше, чем в экономику России, инвестиции в Африку превышают российские также в 11 раз, а латиноамериканские – даже в 24–25 раз или примерно USD 25 млрд.

Что касается реализации проекта «Сила Сибири» (рис. 1.9), то перспективы транспортировки газа по этому восточному, маршруту весьма неопределенны – начало поставок трубопроводного газа Чаядинского и Ковыктинского месторождений в объеме до 38 млрд м³ еще в 2017 г. было перенесено на 2019 и 2021 гг. и, не исключено, что может быть перенесено и далее. За пять лет с 2014 г. стоимость проекта (освоение двух месторождений Чаядинского и Ковыктинского, а также строительство газопровода «Сила Сибири») возросла с USD 60 до 120 млрд. При этом Китай, как известно, отказался инвестировать ранее согласованные USD 25 млрд, то есть этот проект полностью лег на плечи России.



Рис. 1.9. Маршруты транспортировки природного газа из России в Китай

Сходная ситуация сложилась и при реализации проекта «Сила Сибири-2», западный маршрут предусматривает поставку природного газа в количестве 30 млрд м³ в год на территорию малонаселенной северо-западной провинции Китая – Синьцзян-Уйгурского автономного округа. Еще в 2004 г. между ОАО «Газпром» и китайской государственной нефтегазовой компанией CNPC было достигнуто соглашение о развитии стратегического сотрудничества по этому проекту. Однако до реального воплощения проекта дело так и не дошло,

поскольку китайская государственная корпорация CNPC не согласилась с российской (ОАО «Газпром») оценкой этого проекта в USD 55 млрд (сентябрь 2015 г.). Китайцы, видимо по опыту газопровода «Запад-Восток», считают, что «Силу Сибири – 2» можно построить за меньшие средства, и даже готовы объявить тендер, чтобы это доказать.

Другая причина, почему Китай не спешит с реализацией «Силы Сибири – 2», состоит в том, что новый газопровод ведет в малонаселенную северо-западную часть Китая, а не в промышленно развитый юго-восток. Это ставит Китай перед необходимостью построить еще одну нитку для дальнейшей транспортировки газа до места назначения

Такая позиция Китая по всем трем маршрутам транспортировки газа из России объясняется тем, что, видя готовность России, Китай вполне может обойтись без излишних затрат – сибирские месторождения очень тяжелы и затратны в освоении, к тому же инвестиции в добывающую промышленность России только создают конкурента для китайской экономики.

Кроме того, импорт трубопроводного природного газа не является решающим компонентом энергетического баланса Китая: так, при увеличении потребления природного газа, в основном в развитых юго-восточных и восточных районах страны, в 2017 г. на 31 млрд м³ это увеличение было компенсировано на 4,5 % (+1,4 млрд м³) за счет импорта трубопроводного газа, на 36,5% – за счет наращивания собственной добычи (+11,3 млрд м³), а остальное – 59 % (+18,3 млрд м³) – за счет импорта СПГ. При этом прирост импорта СПГ был, достигнут увеличением поставок от традиционных поставщиков: Австралии (+8 млрд м³; импорт из Австралии вырос на 51 %, до 23,7 млрд м³), Катар (+3,8 млрд м³; импорт из Катара вырос на 58 %, до 10,3 млрд м³), Малайзии (+2,4 млрд м³; импорт из Малайзии вырос на 71 %, до 5,8 млрд м³), Индонезии (+0,5 млрд м³; импорт из Индонезии вырос на 13,5 %, до 4,2 млрд м³), а также за счет увеличения поставок из США (+1,8 млрд м³; импорт из США вырос в шесть раз, до 2,1 млрд м³ и России (+0,3 млрд м³; импорт из России вырос в два раза, до 0,6 млрд м³) и диверсификации сети поставщиков за счет возобновления поставок из Алжира, Анголы и Экваториальной Гвинеи и реэкспорта из стран ЕС (всего +1,5 млрд м³). Импорт трубопроводного газа остается на постоянном уровне в 38–40 млрд м³, здесь прочно закрепились четыре поставщика – Туркмения (80,0 %); Узбекистан (8,6 %); Мьянма (8,4 %) и Казахстан (3,0 %) [240].

В систему обеспечения восточных районов Китая могут быть интегрированы и планируемые поставки СПГ по проекту «Ямал-СПГ» – 3 млн т, или 4,1 млрд м³, законтрактованных китайской государственной корпорацией CNPC.

Следует особо подчеркнуть такую особенность организации китайской экономики, как приоритетное развитие производства (и повышения платежеспособного спроса) внутри страны, поэтому увеличение внутреннего спроса на природный газ Китай планирует удовлетворять, как за счет импорта, так и за счет наращивания собственной добычи.

Таким образом, на данный момент Китай в российском трубопроводном газе просто не нуждается, поэтому поставки газа по проекту «Сила Сибири» могут быть перенесены с 2019 г. на 2021 г. и на более поздний срок, а по проекту «Сила Сибири – 2» и дальневосточному маршруту отложены вовсе.

Из-за явной дороговизны проекта Россия едва ли получит от реализации «Силы Сибири» реальный экономической эффект. Так, цена 1 км газопровода «Сила Сибири» (4000 км по маршруту «Ковыктинское ГКМ – Чаядинское ГКМ – Благовещенск – Хабаровск – Дальнереченск – Владивосток») сложилась на уровне 256 млн руб., тогда как цена 1 км трубопровода «Запад-Восток» (6400 км по маршруту Туркмения – Узбекистан – Китай) в пересчете на рубли составляет 75–80 млн руб. Следовательно, цена всего трубопровода «Сила Сибири» вдвое выше более протяженного трубопровода «Запад-Восток».

Таким образом, что касается проекта «Сила Сибири», то он объективно дорог по сравнению с другими маршрутами поставки газа в Китай, к тому же газификация в Китае не является приоритетной задачей. Так что, это пока чисто геополитический проект.

Не однозначны отношения между Китаем и США. Да, американский природный газ дороже российского, полученного по проектам как «Ямал-СПГ», так и «Сахалин-2». Но это еще не значит, что предпочтение будет отдано России.

Весь вопрос не в том, сколько газа и по какой цене могут поставить США, либо Россия, либо другой поставщик, а в том, сколько газа и у кого Китай готов купить. Газовый рынок из рынка поставщика превратился в рынок покупателя.

Особенности развития Китая не позволяют допустить ситуацию, когда кто-то будет диктовать свои условия. Китай преследует только собственные интересы. Компромисс возможен? Наверное, но только на приоритетных направлениях. Например, ВПК, такие вооружения и военную технику, а также военные технологии, какие можно получить из России, нельзя получить нигде, а вот газ, нефть – пожалуйста, хоть из Туркмении и Мьянмы, хоть из Катара или Австралии. И там объективно дешевле, потому что нет «российской» составляющей. Поэтому вопрос ставится так: если вы хотите поставлять газ – привозите, будем говорить о цене на месте без всяких инвестиций. Но если к тому же есть что предложить на рынке вооружений по приемлемой цене, ну, так и быть, давайте и газ... Вот такая геополитика.

1.3. Роль России в «ближневосточной газовой интриге»

Прогнозное увеличение энергопотребления примерно в 1,5 раза к 2035 г. и тот факт, что в обозримом будущем природный газ останется единственным видом ископаемого топлива, потребность в котором будет только нарастать (до 5,1 трлн м³ к 2035 г.), свидетельствует о наступлении эры «газового наводнения». К текущему экономическому обороту природного газа (около 3,6 трлн м³) добавится еще порядка 1,5 трлн м³.

К тройке лидеров по доказанным запасам природного газа относятся Россия, Иран и Катар. При этом крупнейшее в мире нефтегазовое месторождение Северное/Южный Парс (28 трлн м³) локализовано на шельфе Персидского залива примерно пополам в водах Ирана и Катара. Катар обладает самым мощным в мире газовым флотом и проявляет очевидную активность на европейском направлении экспорта природного газа.

Поэтому вполне логично оценить экономическую конъюнктуру и геополитические возможности и конкурентоспособность арктического природного газа в Европе по сравнению с иранским и катарским с учетом особенностей «шиитского» (Иран – Ирак – Сирия) и «суннитского» (Катар – Саудовская Аравия – Иордания – Сирия) маршрутов вероятной поставки природного газа в Европу и Китай, и с этих позиций показать роль России в «ближневосточной газовой интриге».

«Арабская весна» – серия региональных военных конфликтов, которые сложились в существующую ближневосточную дугу геополитической и экономической нестабильности – началась с Туниса в декабре 2010 г. и охватила практически все арабские страны, приняв воистину масштабный и разрушительный характер в Тунисе, Египте, Сирии, Ливии, Йемене и Ираке; это привело к фактическому развалу государства в трех последних. Все эти шесть арабских стран по форме правления являются республиками, – всего таких стран в арабском мире десять, в Алжире удалось своевременно в 2011 г. удержать ситуацию в конституционных рамках, Ливан в этот период избежал явных потрясений, однако состояние нестабильности характерно для этой страны уже в течение последних 50 лет. Судан и Мавританию также сотрясают конфликты различного толка, хотя эти страны можно отнести к арабскому миру весьма условно.

Россия развивает военно-экономическое сотрудничество с арабскими странами, в том числе с Египтом и Алжиром. На вооружении ВМС Алжира находятся две неатомные подводные лодки проекта 877 ЭКМ «Палтус» (Kilo – по кодификации НАТО) постройки 199 Судостроительного завода «Красное Сормово» и две проекта 636М «Варшавянка» (Improved Kilo – по кодификации НАТО) постройки ОАО «Адмиралтейские верфи» в 2009 и 2010 гг.

Там же для ВМС Алжира строятся еще две аналогичные неатомные подводные лодки проекта 636.1 в плановым вводом в строй в 2018 г. Эти подводные лодки оснащены экспортным ракетным комплексом Club-S (Калибр-ПЛ), предназначенным для поражения надводных, подводных и наземных целей.

Ракеты «Калибр» классов «подводная лодка – берег» и «корабль – берег» относятся к высокоточному оружию и могут быть использованы в качестве средств стратегического сдерживания (неядерного), что особенно значимо в современных условиях конфронтации в арабском мире [108, с. 61–66].

В целом, решение задачи стратегического сдерживания актуальны для большинства сырьевых, в том числе и арктических регионов, особенно сегодня в эпоху ожесточенного противостояния в борьбе за энергетические ресурсы [170, с. 34–40].

Также три подводные лодки проекта 877ЭКМ постройки ОАО «Адмиралтейские верфи» находятся на вооружении Ирана с 1991, 1992 и 1996 гг. соответственно.

С другой стороны, все восемь монархий арабского мира все-таки избежали глобальных потрясений, хотя во всех из них, кроме, может быть, Объединенных Арабских Эмиратов, отмечались протестные действия. Такая геополитическая диспозиция позволяет предположить, что коллизии «арабской весны» развиваются не без участия монархий Персидского залива (Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ, Бахрейн, Кувейт и Оман) которые объединены в Совет

сотрудничества арабских государств Персидского залива (ССАГПЗ). Для участия в этом совете также приглашены Иордания и Марокко.

Военная составляющая ССАГПЗ («Щит полуострова») предназначена для предотвращения угроз и реагирования на военную агрессию против любой из стран-членов ССАГПЗ.

Заметим, что в монархиях Персидского залива у власти закрепились династии суннитского толка, при этом общеизвестна активная позиция Саудовской Аравии в поддержке радикальных суннитских группировок, при распространении ваххабизма через Лигу исламского мира и создании (совместно с Пакистаном и США) таких террористических движений, как Аль-Кайда и Талибан.

В кильватере политики Саудовской Аравии следует и Катар, обладающий третьими (после России – 35,0 трлн м³ и Ирана – 33,2 трлн м³ на начало 2018 г.) по величине доказанными запасами природного газа на уровне порядка 25,0 трлн м³ [240].

Катар является значимым игроком суннитского толка на геополитической карте Персидского залива, Иран является крупнейшей шиитской державой. Противостояние между суннитами и шиитами своими истоками уходит в глубокую древность, причем основой накопившихся противоречий являются не только религиозные разногласия.

Для богатого углеводородами Ирана (шиитского государства) и столь же богатого Катара видится вполне естественным завоевание рынков сбыта в Европе (особенно в основном европейском потребителе природного газа – Германии) и странах АТР, особенно в Китае, стране, экономика которой является второй в мире.

У России планы такие же. К тому же конкурентные позиции России в Европе до последнего времени оставались незыблемыми, – Катар стал представлять угрозу в последнее время, когда приступил к освоению супергиганта Северное и созданию крупнейшего в мире самого современного газового флота.

То есть катарские, иранские и американские энергетические интересы пересеклись в одной точке – в зоне Персидского залива при освоении месторождения Северное/Южный Парс (рис. 1.10) и в Сирии – стране- транзитере природного газа. Поэтому Сирия – это «энергетическая» война. Энергетические интересы России в этом регионе состоят в формировании сбалансированной системы транспортировки природного газа в Европу с увязкой северных (арктических) и южных газовых коммуникаций в единое целое.

В основе геополитических отношений между Катаром и Ираном лежит понятный экономический фактор – общее гигантское нефтегазовое месторождение – катарская часть называется Северным месторождением, иранская – Южным Парсом.

Северное и Южный Парс разделены тектоническим разломом. Оба они являются самостоятельными разновозрастными залежами: Северное – поздним мелом, а Южный Парс – триасового возраста.

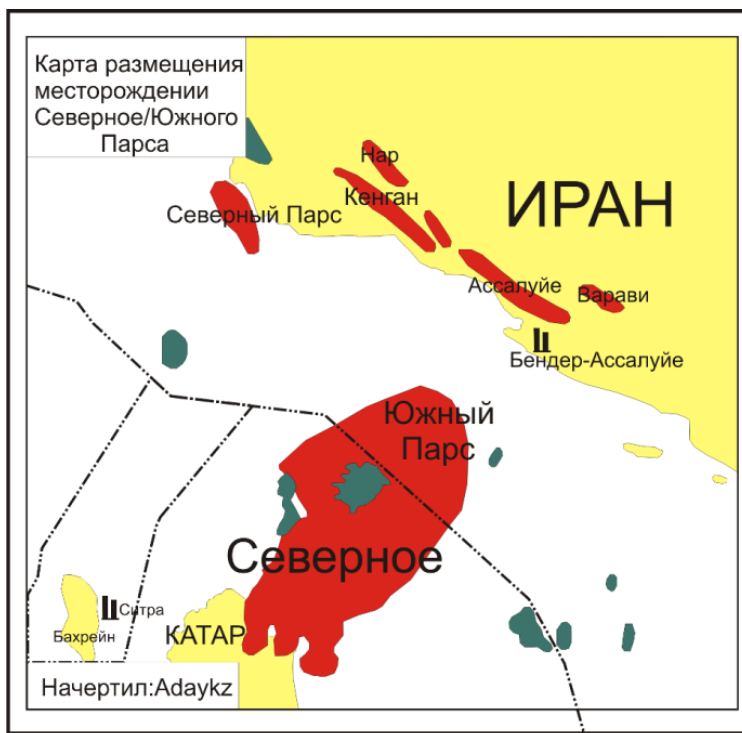


Рис. 1.10. Размещение месторождения Северное / Южный Парс в акватории Персидского залива

Северное / Южный Парс – супергигантское нефтегазовое месторождение, крупнейшее в мире. Находится в центральной части Персидского залива в территориальных водах Катара (Северное) и Ирана (Южный Парс). Запасы Северное/Южного Парса оцениваются в 28 трлн. м³ газа и 7 млрд. т нефти (45 млрд. баррелей).

Северное – это южная (катарская) часть газового гиганта Северное / Южный Парс, которая расположена в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. «Северное» вывело Катар на 3-е место в мире по запасам природного газа. В состав месторождения «Северное» входит еще два нефтяных месторождения – Эш-Шахин и Бул-Ханайн. Запасы месторождения оцениваются в 13,8 трлн м³ и 4,3 млрд т нефти (27 млрд баррелей). Открыто в 1971 г., разработка «Северного» началась в 1991 г. Газ из Северного по газопроводам отправляется в ОАЭ.

Южный Парс – это северная (иранская) часть газового месторождения, которая расположена в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. Южный Парс был открыт в 1990 г. Это относительно легкодоступное месторождение, поскольку оно находится на небольшой глубине и недалеко от берега. Как следствие – низкая себестоимость добычи. Разработка Южного Парса разделена на 28 участков (фаз). Оператором разработки является NIOC. Участниками разработки являются Газпром, ENI и Total. Газ из Южного Парса по газопроводам отправляется в г. Эселуйе (северное побережье Персидского залива, 270 км к юго-востоку от г.Бушер). Южный Парс занимает площадь в

3700 км², оно содержит 8 % мировых запасов газа и 50 % суммарных запасов газа Ирана. Запасы Южного Парса оцениваются в 14,2 трлн м³ и 2,7 млрд т нефти (18 млрд баррелей).

Освоение Северного месторождения идет очень интенсивно. С 2006 г. Катар удерживает мировое первенство по экспорту сжиженного природного газа (393,4 млрд м³, за которым следуют Австралия – 75,9; Малайзия – 36,1 и Индонезия – 21,7 млрд м³. В целом, объем мирового рынка СПГ в последние три года находится на уровне 280,0 млн т. Мировой объем мощностей по сжижению природного газа – на уровне 320 млн т. Катар обладает мощностями по производству СПГ в 77 млн т в год.

Основными потребителями катарского газа являются страны АТР. Однако в последние годы отмечается опережающее развитие мощностей по производству СПГ в других странах региона, в первую очередь, в Австралии, поэтому Катар постепенно начинает терять свои позиции на этом энергетическом рынке.

Развитие производства и транспортировки СПГ началось в Катаре с 2005 г. с созданием газотранспортной компании Qatar Gas Transport Company (QGTС), в Катаре – Nakilat. Сегодня (2017 г.) QGTС оперирует флотом из 61 судна СПГ (декабрь, 2015 г.) суммарной стоимостью USD 11,5 млрд. 25 судов находятся в полной собственности QGTС, в том числе 14 судов Q-max (все построенные суда этого класса) и 11 – Q-flex. Кроме того, Nakilat владеет еще 3 судами Q-flex совместно с OSG (Overseas Shipping Group, USA).

14 судов Q-max построены в 2008–2010 гг., производители Samsung H.I (10 ед.) и Daewoo S.M.E. (4 ед.). Грузовместимость колеблется от 261,7 тыс. м³ (2 ед.) до 267,335 тыс. м³ (4 ед.), стоимость – от USD 221,8 до USD 290 млн. Головное судно Mozah вместимостью 267,335 тыс. м³ построено в октябре 2008 г.

В 2007–2008 гг. построены 14 судов Q-flex (3 – совместной собственности) и 11 – в 2009–2010 гг. Грузовместимость колеблется от 210,1 тыс. м³ (4 ед.) до 217,3 тыс. м³ (1 ед.), стоимость – от USD 216 до USD 229 млн. Головное судно Al Gattara вместимостью 216,28 тыс. м³ построено в октябре 2007 г.

Суда типоразмеров Q-max и Q-flex различной грузовой вместимости оптимизированы для прохождения Суэцким каналом, следовательно, транспортировка СПГ в страны Средиземноморья этим маршрутом технически возможна.

Для сравнения рыночная стоимость одного газовоза класса Conventional грузовой вместимостью 155 тыс. м³ составляет около USD 195 млн, танкера-газовоза типоразмера «Atlanticmax» вместимостью 170 тыс. м³ – около USD 205–210 млн. Цена аналогичного FSRU-судна (floating Storage Regasification Unit – плавучая регазификационная установка) составляет USD 230 млн. [244], а судна ледового класса Arc7 (типоразмера Yamalmax) – около USD 315 млн.

Катар значительно опережает Россию в создании систем транспортировки СПГ и при определенных условиях вполне может претендовать на получение доли европейского рынка СПГ за счет основных поставщиков природного газа в страны ЕС, в первую очередь, России и Алжира.

Но в сложившихся геополитических условиях нельзя исключать риски перекрытия Ормузского пролива Ираном, что не позволяет Катару гарантировать Европе безусловную морскую транспортировку СПГ, – все-таки пусть и небольшая вероятность срыва поставок всегда будет существовать.

Ормузский пролив (длина 195 км, минимальная ширина 54 км) имеет два транспортных канала шириной по 2,5 км с буферной зоной 5 км (рис. 1.11). Также весьма рискованным представляется маршрут через Аденский залив и Баб-эль-Мандебский пролив, проходящий между «горячими точками» Йемена и Сомали.



Рис.1.11. Средняя часть Персидского залива и Ормузский пролив

Импорт природного газа в Европу имеет три четко выраженных направления: север (Норвегия, Нидерланды, Великобритания), юг (Алжир, Ливия), восток (Россия). На эти направления приходится 35, 25 и 40 % европейского импорта соответственно. Наибольшие объемы поставок по трубопроводам это, прежде всего – пары Россия-Европа и Алжир-Франция.

Следует указать на появление на рынке газа, добываемого из альтернативных источников, прежде всего, сланцевого газа. Экономическая конъюнктура сланцевого газа на европейском энергетическом рынке зависит, прежде всего, от создания соответствующей инфраструктуры поставок. В Канаде ведется строительство СПГ-терминалов суммарной мощностью в 40 млрд м³ в год с перспективой экспорта газа в Японию и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В США на уровне проектов обсуждаются СПГ-терминалы суммарной мощностью до 100 млрд м³ газа (примерно 73 млн т СПГ) в год, в основном на побережье Мексиканского залива, но реально работы ведутся только на одном терминале мощностью 20 млрд м³ газа (14,5 млн т СПГ) в год.

В Европе потенциальные запасы сланцевого газа имеются в Норвегии, Франции, Великобритании и Польше, однако геолого-разведочные работы в Европе значительно дороже, чем в Северной Америке, – так бурение одной скважины в Польше, например, в 2016 г. обходилось в USD 11 млн против USD 4 млн в США [173, с. 512–520].

Не только в Европе, но и в мире главное беспокойство вызывают проблемы обеспечения энергетической безопасности на глобальном уровне в

условиях гигантского роста спроса на энергоресурсы в Азии, особенно в Китае. При этом, что наиболее существенно, прогнозируемый до 2035 г. Мировым энергетическим агентством 44%-й рост энергопотребления на 90 % придется на страны БРИКС – Бразилию, Россию, Индию, Китай и Южную Африку, экономика которых не связана жестко с рынками ЕС и США.

При этом природный газ становится единственным видом ископаемого топлива, потребность в котором к 2035 г. будет существенно выше, чем сегодня. В мире формируется глобальный избыток газа, своего рода «газовое наводнение» на энергетических рынках ЕС.

Это повышает роль природного газа в мировой экономике, грядет наступление «золотого века газа». В этих условиях для России наиболее перспективным направлением поставки природного газа, наряду с Европой, становится АТР, а видами транспортировки – инновационные средства (суда) перевозки СПГ.

При этом следует особо указать на наличие такого парадокса в российской экономике: экономика слабеет даже при повышении цен на энергоресурсы, поскольку в России повышение цен не приводит к росту добычи, но стимулирует увеличение оттока капитала.

Все это заставляет основных поставщиков природного газа осваивать альтернативные направления транспортировки энергоресурсов.

Поэтому и конфликт в Сирии во многом объясняется поддержкой Катаром (и монархиями Персидского залива) вооруженной сирийской оппозиции как следствие стремления Катара выйти на стратегически значимый европейский рынок энергоресурсов.

Если рассматривать чисто экономический аспект транспортировки природного газа с месторождения Северное/Южный Парс, то для европейского направления более рентабельным является трубопроводный вид поставки.

Примерная оценка равной рентабельности морской (танкерами Q-тах) и сухопутной транспортировки без учета затрат на строительство и эксплуатацию заводов СПГ показывает преимущество трубопроводного транспорта.

Трубопроводный транспорт эффективнее (при прочих равных условиях) при поставках катарского газа на расстояние 2000–2500 км, морской судами типоразмера Q – на расстояние более 4000 км.

Для арктического природного газа эти показатели составляют 3000 и 6000 км соответственно.

В Западной Арктике природный газ считается регионообразующим фактором, а создание инфраструктуры производства СПГ – средством инновационной индустриализации арктических территорий.

Морской маршрут Северное/Южный Парс – Сирия (Латакия) составляет порядка 3200 миль, или около 6000 км. Сухопутные маршруты: Катар – Саудовская Аравия – Иордания – Сирия (Латакия) – 2700 км и Иран (Эселуйе) – Ирак – Сирия (Латакия) – 1900 км. От Латакии дальше либо тянуть трубопроводы в Европу, либо строить в Сирии или Южной Европе завод СПГ.

Таким образом, транзит нефти и газа по трубопроводам через Сирию представляет для всех заинтересованных сторон не только геополитический, но и коммерческий интерес.

В 2009 г. Катар предложил построить «суннитский» трубопровод через Сирию и Турцию в Европу по маршруту Катар – Саудовская Аравия – Иордания –

Сирия – Турция с приходом примерно в ту же точку (г. Эпсала на турецко-греческой границе), которая была согласована позднее по проекту «Турецкий поток».

Строительство этого трубопровода противоречит как минимум двум ведущим игрокам в газовой сфере: крупнейшему потребителю природного газа Китаю и лидеру по доказанным запасам России.

Китай (Государственная китайская компания CNOOC – China National Offshore Oil Corporation) еще в 2006 г. подписала с Ираном соглашение о разработке месторождения Южный Парс и строительстве инфраструктуры для производства и транспортировки в Китай СПГ.

Кроме Китая Иран подписал аналогичные соглашения и с другими инвесторами, однако в дальнейшем все международные компании были вынуждены приостановить работы из-за санкций, связанных с ядерной программой Ирана.

Сегодня экспортный потенциал Ирана ограничен ввиду повышенного внутреннего спроса и сравнительно низкой добычи.

Для сравнения, населения Катар составляет 1,2 млн чел, а Ирана – 77 млн чел; добыча газа 176 и 224 млрд м³ соответственно в 2017 г.

Что касается России, то катарский газ составит в Европе серьезную конкуренцию российскому и, в первую очередь, из-за очень низкой себестоимости. Себестоимость 1000 м³ товарного газа ОАО «Газпром», скажем, Уренгойского месторождения составляет порядка USD 23,5, а катарского USD 1 с небольшим.

Плюс доставка из очень отдаленных районов Арктики (USD 5,5 за прокачку 1000 м³ на 100 км) против USD 2, например, для трубопровода «Запад-Восток» (Туркмения – Китай).

Учитывая, что Катар уже с 2012 г. ведет переговоры о транзите с Украиной в случае победы суннитских группировок в Сирии катарский газ мог бы пройти через Сирию в Турцию, а затем через черноморские трубопроводы влиться в газотранспортную систему Украины.

В этой ситуации Катар мог бы спровоцировать сохранение низких цен на газ, по аналогии с низкими ценами на нефть, поддерживаемыми Саудовской Аравией, что, несомненно, ударило бы по российскому бюджету чувствительней любых санкций. Очень хорошо, что удалось нормализовать отношения с Турцией и запустить «Турецкий поток».

В результате был подписан трехсторонний меморандум о строительстве «шиитского» газопровода первоначальной стоимостью USD 10 млрд. был подписан в Бушере 25 июня 2011 г. Этот модернизированный вариант проекта Nabucco исключает из транзитной цепочки Азербайджан и Турцию (в планы Ирана не входит усиление страны НАТО как газового транзитера) и проходит по маршруту Иран (Эселуйе) – Ирак – Сирия (Латакия); трубопровод мощностью 40 млрд. м³ в год планировалось ввести в строй в 2016 г.

Кроме того, строительство этого газопровода ознаменовало бы собой появление «шиитской геополитической дуги» на Ближнем Востоке. Однако, сирийский конфликт, который начал особенно разрастаться после подписания меморандума не позволил приступить к непосредственной реализации проекта.

Следовательно, геополитическое и экономическое присутствие в зоне «сирийского газового транзита» отвечает национальным интересам России в аспекте обеспечения конкурентоспособности нашей страны на энергетическом рынке ЕС.

При этом, учитывая современную риторику администрации Д. Трампа, США через систему антииранских санкций блокируют строительство шиитского газопровода. Россия же, разумеется, будет против строительства газопровода суннитского.

В целом же, в появлении в Европе ни катарского, ни иранского газа не заинтересованы ни Россия, ни США.

Главное для США – подготовить Европу для своего сланцевого газа путем нейтрализации возможных (иранский газ) и существующих (например, «украинский маршрут») конкурентов. Этим же объясняются и атаки на Южный и Турецкий потоки, а также на «Северный поток – 2».

В Сирии эта задача оказалась решенной, – через Сирию ближневосточный газ очень не скоро попадет Европу, если вообще когда-нибудь попадет. Поэтому и войскам США в этом регионе, по сути, делать ничего.

Так или иначе, Россия тоже решила задачу ограничения ближневосточных газовых конкурентов. Вольно или невольно, но на этом фронте США – наши союзники.

Вот такая геополитика.

1.4. Геополитические и экономические тенденции развития арктических коммуникаций

Современный этап развития мировой экономики характеризуется становлением тенденции смены стратегических приоритетов от глобального преимущества к национальному превосходству, – в этой системе ценностей императив национальной [129], в том числе и экономической, безопасности становится краеугольным камнем формирования конкурентных позиций ведущих мировых держав в международных отношениях.

На этом фоне оформляется глобальная тенденция появления новых центров экономической силы, в первую очередь, Китая. И этот процесс также будет усиливаться, поскольку существующее неравенство – 15 % населения потребляет более половины мировых ресурсов – приводит к возникновению всеера региональных противостояний, которые при определенных обстоятельствах могут перерасти в военные конфликты.

Для российской Арктики и арктической системы коммуникаций это означает необходимость развития сразу в нескольких направлениях, которые обеспечат экономическое и геополитическое присутствие России в этом регионе, как крупной континентальной державы, имеющей значительную морскую составляющую [59, с. 33–42].

Это, во-первых, учет геоэкономических факторов, определяющих освоение арктических ресурсов с обеспечением их конкурентоспособности на мировых рынках, в первую очередь энергетических. Во-вторых, политическое и оборонное влияние, обеспечивающее защиту национальной безопасности в условиях усиления стратегического присутствия арктических и третьих стран (Китай, Япония, Южная Корея и др.). Не менее важным являются пространственные факторы, включающие развитие транспортно-логистических систем, в том числе с позиций геоэкономических и геополитических интересов. Наконец, это социальная динамика, то есть обеспечение необходимого уровня

жизни населения и высокой достаточности трудовых ресурсов. С начала 2000 г. изменения, происходящие в Арктике, приобретают глобальный характер, выражающийся в том, что эти изменения напрямую влияют на мировые интеграционные процессы основных субъектов мировой политики [85, с. 22–30].

В этой ситуации очень опасен возможный переход от глобального противодействия к вееру конфликтов низкой эффективности на региональном и/или локальном уровне. Совокупность таких конфликтов, как правило, в борьбе за контроль над ресурсами, в первую очередь, энергетическими, формирует дугу нестабильности вроде известной «Арабской весны».

Поэтому выделяется три основных направления обеспечения национальной безопасности. Это обеспечение экономической безопасности освоения энергетических ресурсов, формирование рациональной структуры национальных коммуникаций и организация на этих коммуникациях слаженного взаимодействия оборонной и хозяйственной деятельности.

Сегодня Арктика из скованной многолетними льдами российской окраины стремительно превращается в стратегически приоритетное пространство, определяющее конкурентные позиции России на геоэкономическом и политическом атласе современного мира.

На арктическом пространстве органично сочетаются как экономические, так и военные, оборонные, интересы, подчеркивая возрастающее значение фундаментальной основы арктической системы коммуникаций, которой является Северный морской путь – геополитическая ось морской цивилизации на севере России [39, с. 17–21] и безусловный стратегический приоритет национальной безопасности страны [169, с. 94–102].

Основной вопрос для всех потенциальных участников освоения природных ресурсов Арктики – это обеспечение национальных интересов. Масштабность задач по освоению полярного региона требует выработки сбалансированной стратегии, исходящей из взаимосвязанности проблем национальной безопасности государств и социально-экономического развития Арктического региона в целом.

Одним из основных определяющих факторов развития экономики Арктики является освоение энергетических ресурсов, главным образом, природного газа. Именно в этой сфере разворачивается противостояние за контроль над ресурсами углеводородов в спорной зоне Баренцева моря (район свода Федынского) с элементами неохолодной войны [85, с. 22–30].

Актуальной становится необходимость системного подхода к постановке и разрешению проблем, включающего сотрудничество в транспортно-логистическом, военном и научном секторах. Экономика региона все теснее интегрируется в глобальную мировую систему. Арктика все в большей степени становится элементом глобальной политики. Ориентация на социальную стабильность и экологическую устойчивость обуславливает новый геополитический подход, связанный с особым местом Арктики на международной арене, особенно в развитии хозяйственного освоения морского пространства Арктики с учетом геополитических тенденций экономического присутствия России в Арктике [подробнее см. 171, с. 2–10].

В этой связи оборонные факторы усиливают свое глобальное значение, в том числе на основе интеграции. Стратегией развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года [190]

предусмотрено совершенствование структуры, состава, военно-экономического и материально-технического обеспечения Вооруженных Сил, развитие инфраструктуры базирования в Арктике, а также системы оперативного оборудования территории в интересах развертывания группировки войск (сил). При этом ставится задача использования технологий двойного назначения в интересах комплексного решения задач обороны, безопасности и обеспечения устойчивого социально-экономического развития региона.

В марте 2017 г. по завершении форума «Арктика – территория диалога» (г. Архангельск) Президент России В.В. Путин совершил поездку на архипелаг «Земля Франца-Иосифа», где проходит северная оборонительная дуга, прикрывающая Северный морской путь с севера и состоящая из шести военных баз, размещенных в пространстве всех пяти арктических морей – Баренцевом («Арктический трилистник», Земля Франца-Иосифа; пос. Рогачево, Новая Земля), Карском (о. Средний, Северная Земля), море Лаптевых («Северный клевер», Новосибирские о-ва), Восточно-Сибирском (о. Врангеля) и Чукотском (пос. Мыс Шмидта). Эта оборонительная дуга органично дополняется пятью военно-морскими ЗАТО Мурманской области (Александровск, Видяево, Заозерск, Островной и Североморск).

Южная дуга стабильности и устойчивости формируется на оси Северного морского пути из девяти «опорных зон» по числу арктических субъектов РФ, – Кольской, Карельской, Архангельской, Ненецкой, Воркутинской, Ямало-Ненецкой, Таймыро-Туруханской (или Норильской), Северо-Якутской и Чукотской. При этом на территории Кольской «опорной зоны» размещена система базирования флота ОСК «Север», т.е. известные пять военно-морских ЗАТО.

Важнейшей составляющей арктической транспортно-логистической системы является Северный морской путь. При этом следует выделить следующие факторы, определяющие развитие арктических морских коммуникаций:

- возрастающая доступность Северного Ледовитого океана в условиях быстрых климатических изменений и инновационной динамики морского транспорта и систем обеспечения;
- усиление борьбы за энергетические ресурсы, в том числе за перспективные источники углеводородов на арктическом шельфе;
- изменение динамики на глобальных энергетических рынках, в первую очередь ускоренный рост Азиатско-Тихоокеанского рынка;
- смена вектора развития арктического газопромышленного комплекса с увеличением удельного веса производства сжиженного и компримированного газа;
- обострение ряда экологических проблем мирового масштаба (загрязнение прибрежных акваторий, дефицит пресной воды, изменение уровня океана в связи с потеплением, учащающиеся природные катаклизмы и т.п.).

В экономическом содержании этих движущих сил в последние десять лет произошли масштабные изменения. Так, на энергетических рынках все возрастающее значение приобретают газ и нефть сланцевых пластов. В этой связи потерял свое экспортное значение, например, Северо-Американский рынок, на который еще недавно ориентировался самый масштабный арктический проект по освоению Штокмановского месторождения. В значительной мере сократились гидрологические и гидрографические

исследования арктических акваторий, утратили часть производственных мощностей многие морские порты (Диксон, Хатанга, Тикси и др.). Практически в два раза сократился атомный ледокольный флот, последний корабль «50 лет Победы» проекта 10521 строился более 15 лет и был введен в строй уже десять лет назад, 23 марта 2007 г. Геоэкономическим фактором, сдерживающим инновационные тенденции в освоении арктических месторождений и развитие морских коммуникаций, выступают западные санкции, официально связанные с «украинским кризисом». В этой связи требуются системные меры государственного регулирования социально-экономического развития российской Арктики [190]:

- совершенствование транспортной инфраструктуры в регионах освоения арктического континентального шельфа в целях диверсификации основных маршрутов поставки российских углеводородов на мировые рынки;

- реструктуризация и рост объемов грузоперевозок по СМП, в том числе за счет государственной поддержки строительства судов ледокольного, аварийно-спасательного и вспомогательного флотов, а также развития береговой инфраструктуры;

- совершенствование нормативно-правовой базы Российской Федерации в части государственного регулирования судоходства по акватории СМП, обеспечения его безопасности, тарифного регулирования услуг в области ледокольного и иных видов обеспечения, а также развитие механизмов страхования, в том числе обязательного;

- совершенствование организационной структуры управления и обеспечения безопасности судоходства в Арктической зоне Российской Федерации, в том числе путем развития комплексной арктической транспортно-технологической системы, включающей в себя развитие морского и других видов транспорта, а также обеспечивающей инфраструктуры;

- создание и развитие системы комплексной безопасности арктического судоходства, управления транспортными потоками в районах интенсивного движения судов, включая навигационно-гидрографическое, гидрометеорологическое, ледокольное и иные виды обеспечения, создание комплексных аварийно-спасательных центров;

- развитие российского ледокольного флота на основе современных технологий в рамках реализации государственных программ строительства ледоколов, в том числе с ядерными энергетическими установками;

- модернизация арктических портов и создание новых портово-производственных комплексов в Арктической зоне Российской Федерации, осуществление дноуглубительных работ на основных арктических речных магистралях.

Глобальное значение для обеспечения конкурентоспособности на мировых рынках имеет развитая система коммуникаций, обеспечивающая бесперебойную доставку и транспортировку энергетических ресурсов.

С созданием первого магистрального трубопровода «Союз» (1975–1979 гг.), который явился передовым, инновационным для своего времени, видом транспортировки газа на большие (2750 км) расстояния обеспечивались конкурентоспособность и, в определенной степени, монополия поставок российского газа в Европу.

Кроме экономической составляющей, проект «Союз» имел существенный политический и социальный эффект. Этот трубопровод явился своеобразным «прорывом» на запад, способствовал разрядке международной напряженности, а в дальнейшем, созданная в Европе сеть трубопроводов превратила природный газ в неотъемлемый атрибут жизнедеятельности европейского общества, отсутствие или даже перебои в поставках газа могут привести к нежелательным социальным коллизиям.

К середине 2000-х гг. относится череда глобальных преобразований на мировых энергетических рынках. Во-первых, получили развитие очередные инновационные средства морской транспортировки природного газа в сжиженном состоянии – технологические новшества в области судостроения танкеров-газовозов, конструктивные изменения последних привели к достижению приемлемого с позиций экономической конъюнктуры уровня потерь газа при транспортировке на дальние расстояния, повышению грузоместимости судов до типоразмера Q-max (267 335 м³) с применением мембранных танков.

В результате новый (морской) вид транспортировки СПГ стал равным, а в ряде случаев и превосходящим, по конкурентоспособности основному, т.е. трубопроводному. Современные технологии морской и трубопроводной транспортировки газа определяют границы относительной рентабельности каждого вида.

Так для катарского газа трубопроводная транспортировка на расстоянии до 2000–2500 км (например, по маршруту Катар – Саудовская Аравия – Иордания – Сирия) будет предпочтительнее (рентабельнее) морской транспортировки судами типоразмера Q-max, а на расстоянии более 4000 км морская транспортировка будет предпочтительнее трубопроводной. При транспортировке газа в арктических широтах учитываются особые условия.

Во-вторых, в течение последних 10 лет потребление газа в Европе остается практически неизменным и колеблется на уровне 500–550 млрд м³, а страны ЕС являются основными импортерами природного газа из России.

В-третьих, с другой стороны, потребление природного газа в странах АТР за последние 10 лет существенно выросло. Например, в Китае – почти в 3 раза до 240,4 млрд м³ в 2017 г. Причем в отдельные годы темп роста потребления природного газа составлял 15 % (2008, 2013 и 2017 гг.), а также 20 (2010 г.) и 25 % (2011 г.). Некоторый прирост потребления природного газа также демонстрируют Япония (19,4 % до 117,1 млрд м³); Индия (35,5 % до 54,2 млрд м³); Таиланд (36 % до 50,1 млрд м³); Ю.Корея (32 % до 49,4 млрд м³) и Тайвань (практически в 2 раза до 22,2 млрд м³).

Это предполагает диверсификацию направлений поставки арктического природного газа, а также активизацию российских компаний при разработке арктических месторождений, – российские компании уже получили более 140 (2018 г.) лицензий на разработку месторождений в этом регионе, в том числе 53 – «Роснефть», 41 – «Газпром», 14 – «Лукойл» и 7 – «Новатэк»; в перспективе только на Ямале будут реализованы 36 из 56 стратегически важных российских проектов по добыче и переработке полезных ископаемых в Арктике, в том числе, прежде всего, «Ямал-СПГ» и «Ворота Арктики», «Приразломная» и «Варандей» а также в перспективе и «Арктика СПГ – 2». Следует отметить, что после выхода на полную (17,5 млн т) мощность проекта «Ямал-СПГ» к 2020 г.

планируемый грузооборот СМП достигнет 31 млн т при плановом задании в 40 млн т к 2022 г. При этом существенный вклад в обеспечение такого грузооборота принадлежит порту Сабетта.

Следует отметить, что обеспечивает проект «Ямал-СПГ» мощный газовый флот, состоящий из 15 танкеров-газовозов типоразмера Yamalmax, – в разработке этого танкера принимали участие российские и зарубежные классификационные общества, ведущие научно-исследовательские и проектные институты, судоверфи и ведущие компании операторы. При проектировании танкера типоразмера Yamalmax использовался наработанный опыт транспортировки СПГ по Северному морскому пути танкерами-газовозами Ob river в 2012 и Arctic Aurora в 2013 гг.

Для проводки арктического газовоза Yamalmax требуется соответствующий размерам танкера (длина 300 м, ширина 50 м, осадка 11,8 м) канал. Во время первого захода в порт Сабетта в марте 2017 г. был осуществлен тестовый проход по специально созданному морскому каналу – наиболее сложному в навигационном отношении участку Обской губы. Канал проложен для преодоления крупными судами участка песчаной подводной отмели в месте впадения реки Оби в Карское море и эксплуатируется в сложных условиях постоянного дрейфа льдов. Длина канала составляет 50 км, ширина – 295 м, глубина 15 м.

Отсутствие круглогодичного ледокольного обеспечения в акватории морей Восточной Арктике требует логистических изменений схемы транспортировки арктического СПГ: в летний период навигации транспортировка СПГ в страны АТР осуществляется Северным морским путем танкерами-газовозами Yamalmax; в зимний период – танкеры Yamalmax доставляют СПГ в перевалочный пункт (Зеебрюгге, Бельгия), а далее на конвенционных (оптимизированных для прохода Суэцким каналом) танкерах из Зеебрюгге в страны АТР. Для этого в проекте «Ямал-СПГ» предусмотрены танкеры неледového класса для транспортировки СПГ из Зеебрюгге в страны Европы и АТР через Суэцкий канал. Операторами этих перевозок, скорее всего, станут близкие к проекту компании – судовладельцы, например, «Dynagas» и ПАО «Совкомфлот». «Ямал-СПГ» и Fluxys LNG (Бельгия) подписали контракт на 20 лет о перевалке арктического газа в Зеебрюгге в количестве до 8 млн т ежегодно. Сумма контракта составляет Eur 1,011 млрд.

Кроме того, планируется строительство двух перегрузочных терминалов на востоке (Камчатка) и на западе в Мурманской области, п. Ура-губа.

В арктическую группировку органично вписывается ледокольный флот ВМФ, корабли которого, как правило, выполняют функции двойного назначения, реализуя концепцию согласования оборонной и экономической морской деятельности в Арктике.

Климатические изменения последних лет привели к увеличению количества дней для навигации, что особенно значимо для Северного морского пути при формировании условий транспортировки СПГ в восточном направлении. Это способствует увеличению объема транзитных перевозок в Арктике. Таким образом, с изменением климата складываются более благоприятные условия для развития региональной экономики Арктики [169, с. 94–102].

Общее потепление, уменьшение арктического пространства, занятого льдом, дальнейшее развитие вооружений и военной техники, в том числе и средств доставки, – все это несколько «расшатывает» общепринятое понимание Арктики как естественной преграды в системе обороны северных территорий России, преграды, способной оградить Россию от нежелательного иностранного вмешательства. Следует особо подчеркнуть, что размещение в Арктике крылатых ракет большой дальности «Томагавк» (BGM-109 Tomahawk) позволит «держат на прицеле» более двух третей нашей территории, недоступной с других направлений. При этом под угрозой будут находиться и объекты СЯС шахтного базирования.

Таким образом, в Арктике выделяются три комплексных направления обеспечения национальной безопасности: обеспечение безопасности освоения энергетических ресурсов континентального шельфа и побережья арктических морей, оборона Северного морского пути и противодействие проникновению ударных сил вероятного противника вглубь территории России.

В декабре 2014 г. создано Объединенное стратегическое командование «Север», целью которого является реализация в Арктике оборонной концепции построения Вооруженных Сил России (на западе эта концепция известна как A2/AD («зона запрета доступа» – Anti-Access/Area Denial). Смыслом этой концепции является обеспечение нанесения неприемлемого ущерба в случае нежелательного размещения и маневрирования сил и средств вероятного противника (НАТО) в пределах обороняемого пространства.

Идея A2/AD в Арктике реализуется на основе ОСК «Север»: военные базы и городки, расположенные на островах арктических морей («Арктический трилистник» – архипелаг Земля Франца-Иосифа; базы в пос. Рогачево – архипелаг Новая Земля и на острове Средний – архипелаг Северная Земля; «Северный клевер» – Новосибирские о-ва, а также военные городки типа «Полярная Звезда» на о. Врангеля и мысе Шмидта) совместно с пятью военноморскими ЗАТО (Александровск, Видяево, Заозерск, Островной и Североморск) и оборонными объектами арктического побережья (в частности, аэродромы Оленья, Нарьян-Мар, Амдерма, Воркута, Сабетта, Надым, база сухопутных войск в Ямало-Ненецком АО, аэродромы Алыкель (Норильск), Тикси, Певек, Анадырь) формируют северную оборонную дугу безопасности (стабильности) регионального пространства.

С юга эта зона ограничивается социально-экономической дугой безопасности (стабильности), которая включает девять «опорных зон» по числу арктических субъектов РФ – Кольскую (Мурманская область), Карельскую, Архангельскую, Ненецкую, Воркутинскую (Республика Коми), Ямало-Ненецкую, Таймыро-Туруханскую (Норильскую) и Чукотскую. «Опорные зоны» созданы по решению Государственной комиссии по вопросам развития Арктики еще в 2015 г.

Для ускоренного инновационного развития зоны A2/AD (включающей по существу практически все пространство Арктической зоны РФ) Минэкономразвития подготовлен «портфель» из 150 приоритетных проектов общей стоимостью около 5 трлн. руб. (почти четыре из которых приходится на внебюджетные источники) со сроком реализации до 2030 г. со следующей структурой по видам деятельности: добыча и переработка полезных ископаемых – 48 % финансирования; транспорт – 17 %; геологоразведка и проекты на

шельфе – по 7 %; промышленность, энергетика, сельское хозяйство, включая промышленное рыболовство – по 5 %; экология, телекоммуникации и туризм – всего 6 %.

Это свидетельствует о том, что экономическое освоение природных, в основном, энергетических ресурсов является основным региональным приоритетом России в Арктике. Здесь следует подчеркнуть, что строительство и модернизация транспортного и вспомогательного флота финансируются также в составе проектов на шельфе. Всего для развития морских коммуникаций предусматривается также модернизация арктических портов, формирование Мурманского транспортного узла, строительство ледоколов и плавучих АЭС, развитие инфраструктуры Северного морского пути, создание техники и технологий для работы в арктических акваториях.

В транзитном отношении Северный морской путь будет интересен компаниям, которые хотят сократить свои расходы при транспортировке грузов через Индийский океан. Суэцкий и Панамский каналы ежегодно пропускают более миллиарда тонн грузов, в то время как Россия предлагает более экономичный, короткий и безопасный маршрут.

Так, при использовании эталонного маршрута Роттердам – Йокогама расстояние по южному маршруту через Суэцкий канал составляет 11205 морских миль. При использовании Северного морского пути расстояние сокращается на 3860 морских миль, или на 34 %. Перевозки через него, как планируется, к 2030 г. вырастут до 60 млн т. Сейчас он работает для обеспечения транзита с конца июля по ноябрь, а к 2050 г. Северный морской путь сможет, предположительно, функционировать круглогодично. Все дело – в глобальном потеплении.

Таким образом, система коммуникаций является стратегической основой пространственной организации как хозяйственной, так и оборонной деятельности. Поэтому среди существенных угроз военной и экономической безопасности на арктическом региональном направлении национальной морской политики особо выделяется нарушение арктических коммуникаций или, по выражению Главнокомандующего ВМФ адмирала В.И. Королева, срыв перевозок по трассе Северного морского пути [92, с. 60–67].

Развитие арктического оборонного комплекса создает фундаментальные предпосылки для устойчивой экономической деятельности в арктических регионах.

Таким образом, развитие арктических коммуникаций наряду с созданием модернизированной военной инфраструктуры является основой обеспечения национальной безопасности России в Арктике. Для этого требуется поддержание круглогодичного морского сообщения, что невыполнимо без современного флота кораблей и судов усиленного ледового класса, а также ледоколов.

1.5. Формирование российской группировки кораблей и судов ледового класса в Арктике

На рубеже XX-XXI вв. основой ледокольной группировки России в Арктике были шесть атомных ледоколов пр.10520 Icebreaker9, мощностью 52

МВт. В настоящее время два ледокола находятся в строю («Ямал» и «50 лет Победы»), три – выведены из эксплуатации – «Сибирь» (1992 г.), «Арктика» (2008 г.) и «Россия» (2013 г.). Шестой ледокол «Советский Союз» находится на модернизации, которая позволит продлить срок службы ледокола примерно на 20 лет.

По некоторым данным проект 10520 разрабатывался с учетом возможного военного применения, поэтому в конструкции ледокола предусмотрены варианты размещения вооружений, специальной аппаратуры и т.п.

Поэтому госкорпорация «Росатом» («Росатомфлот») предложили Минобороны России принять участие в модернизации ледокола «Советский Союз» с целью создания нового подвижного командного пункта для Арктики. Это позволит координировать действия, как военных, так и гражданских сил арктической группировки.

Для реализации этой цели «Советский Союз» имеет соответствующие характеристики: водоизмещение 23 тыс. т, длину – 150 м, ширину – 30 м, осадку – 10 м. Способен развивать скорость на чистой воде в 20 узлов и преодолевать ровный лед толщиной 2,5–2,9 м. на скорости до 2 узлов.

Дополняют арктическую ледокольную группировку два малоосадочных (речных) ледокола с однореакторной установкой мощностью 37 МВт («Таймыр» и «Вайгач»). Кроме того, в состав ФГУП «Атомфлот» входит лихтеровоз-контейнеровоз «Северный морской путь» с установкой мощностью 29,4 МВт и пять судов технического обслуживания.

При этом следует подчеркнуть, что для работы на всем протяжении Северного морского пути требуются ледоколы с льдопроходимостью до 3,5 м, а в Западной Арктике надежную круглогодичную навигацию можно обеспечить ледоколами пр.10520 (мощность 52МВт) и 22220 (ЛК-60Я) с льдопроходимостью до 2,9 м [3, с. 23] – все ледового класса Icebreaker9. Проект 22220 представлен тремя атомными двухусадочными (для работы в открытом море и в устьях арктических рек) ледоколами постройки Балтийского завода – «Арктикой» (головной ледокол будет сдан не ранее 2020 г.), «Сибирью» и «Уралом», ввод в эксплуатацию которых также переносится на три года, на 2022 и 2023 гг. соответственно. На финансирование строительства двух атомных ледоколов государством выделены средства в размере 86,1 млрд руб.

Закладка первого Универсального Атомного Ледокола ЛК-60Я пр.22220 («Арктика») водоизмещением 23000 т, мощностью 60 МВт состоялась 5 ноября 2013 г. на ООО «Балтийский завод – судостроение».

В настоящее время (2016–2019 гг.) ведется разработка конструкторской документации нового ледокола ЛК-110Я, ЛК-120Я проекта 10510 «Лидер», имеющего два реактора нового поколения РИТМ-400, обеспечивающих мощность (на валу) в 120 МВт. В результате корабль может идти сквозь двухметровый лед со скоростью 14 узлов (против 2 узлов у существующих ледоколов), а на меньшей скорости преодолевать лед толщиной 4,5 м. Рассматривается вопрос о строительстве новых военных ледоколов – ударных кораблей ледового класса на базе этого проекта.

Всего по оценкам экспертов в связи с реализацией новых газовых и нефтегазовых проектов и развитием транзита по СМП к 2030 г. для обеспечения

круглогодичной проводки судов необходимо будет построить не менее 40 новых ледоколов различных классов.

Расширение экономической морской деятельности в Арктике означает повышение мобилизационной готовности ВМФ в этих широтах, что предполагает инверсию ледокольных судов в корабли ледового класса Icebreaker7 РМРС, способные выполнять функции корвета, ледокола и буксира, то есть многофункционального патрульного корабля.

Формирование арктической ледокольной группировки кораблей и судов двойного назначения логически объяснимо и экономически оправданно. Это подтверждает и опыт Великой Отечественной войны – уже к 1942 г. ледоколы «И. Сталин», «Л. Каганович», «В. Молотов» и «А. Микоян» (ледоколы типа «И. Сталин» водоизмещением 11000–11242 т) были переоборудованы во вспомогательные крейсера с достаточно мощным для своего времени вооружением и выполняли боевые задачи в составе Главного управления Севморпути («В. Молотов» и «А. Микоян»), в составе Северного, а затем Тихоокеанского флотов («Л. Каганович») и в составе Отряда ледоколов Беломорской флотилии Северного флота («И. Сталин»).

В настоящее время проводится усиление арктической ледокольной группировки новыми дизель-электрическими ледоколами. Наряду с действующими двумя ледоколами проекта 21900 – «Москва» (декабрь 2008) и «Санкт-Петербург» (декабрь, 2009) – введены в строй два ледокола постройки Выборгского судостроительного завода (ВССЗ) проекта 21900М (ЛК-16) – «Владивосток» (сентябрь 2015) и «Новороссийск» (ноябрь, 2016), а также построенный на верфи Artech Helsinki Shipyard (Объединенная судостроительная корпорация) третий корпус этой серии – «Мурманск» (февраль 2016), планировалась постройка четвертого такого ледокола на Балтийском заводе, однако нет данных о ходе строительства.

Ледоколы ЛК-16 водоизмещением 14000 т и мощностью порядка 16 МВт имеют ледовый класс Icebreaker6 (ледоколы проекта 21900). Модернизированные ледоколы проекта 21900 М усилены и доработаны до класса Icebreaker 7. При движении непрерывным ходом они способны ломать лед толщиной 1,5–1,6 м, а при использовании кормы им покоряется толщина 1,3 м. Имеется вертолетная площадка. Цена контракта ледоколов проекта 21900 (2004 г.) – 5 млрд руб., проекта 21900М (2012 г.) – 8 млрд. руб. Оператором этих ледоколов является ФГУП «Росморпорт», порт приписки – Большой порт Санкт-Петербург.

Ледоколы ЛК-16 предназначены для обеспечения проводок и буксировки крупнотоннажных судов и танкеров шириной до 50 м в российские порты на Балтике и других замерзающих акваториях, в том числе в арктических морях. В частности, ледокол «Москва» совместно с ледоколом «Тор» (проект 364, Icebreaker 6, 1964 г. постройки, компания Wärtsilä, г. Хельсинки, Финляндия, оператор ФГУП «Росморпорт», порт приписки – Большой порт Санкт-Петербург, успешно обеспечивают работы в порту Сабетта.

На «Балтийском заводе» также строится один из самых больших и самых мощных в мире среди дизель-электрических ледоколов ЛК-25 проекта 22600 «Виктор Черномырдин». Этот ледокол водоизмещением 22258 т и мощностью 25 МВт имеет льдопроходимость 2 м. (Icebreaker 8). В ноябре 2018 г. на

строящемся ледоколе произошел пожар, поэтому срок сдачи этого ледокола заказчику перенесен.

Стоимость таких ледоколов кратно ниже, чем атомных, так, цена ледокола «Виктор Черномырдин», по разным данным, колеблется от 7,25 до 7,9 млрд., что в пять раз ниже цены ледокола ЛК-60. Таким образом, общая стоимость трех ледоколов ЛК-16 и одного ЛК-25 составляет 24,5 млрд руб. [3, с. 23].

Кроме того, на ВССЗ строятся два неатомных ледокола проекта Аker ARC 130А «Александр Санников» и «Андрей Вилькицкий» водоизмещением 8700 т и мощностью порядка 22 МВт, которые также имеют ледовый класс Icebreaker 8.

Эти ледоколы (рис. 1.12) уже введены в эксплуатацию в период зимне-весенней навигации 2018 г. и принимали активное участие в обеспечении проводки челночных танкеров ледового класса, Arc7, осуществляющих транспортировку нефти с Новопортовского месторождения по проекту «Ворота Арктики».

Вооружение этих ледоколов может комплектоваться на основе ракетных комплексов «Club-K» с размещением в 20- или 40-футовых контейнерах с интегрированными противокорабельными и/или противолодочными ракетами, как предполагается, для противодействия, в том числе, надводным и подводным носителям крылатых ракет BGM-109 А (по берегу – Land-Attack Missile) или В (противокорабельные – Anti-Ship Missile) Tomahawk («Томагавк»).



Рис.1.12. Ледокол Icebreaker8 «Александр Санников»

Значительное увеличение свободного ото льда пространства, которое контролируется силами Военно-морского флота и Федеральной пограничной службы ФСБ России, в условиях текущей стадии глобального потепления предполагает усиление арктической группировки кораблей и судов военными ледоколами.

В этом направлении ведется строительство новых многофункциональных патрульных кораблей ледокольного типа повышенной проходимости, которые совмещают функции корвета, ледокола и буксира. Головной ледокол пр. 23550, Icebreaker7, «И. Папанин» заложен на АО «Адмиралтейские верфи» 19 апреля 2017 г. (готовность планируется после 2020 г.) в присутствии Главнокомандующего ВМФ адмирала В.И. Королева. Второй ледокол этого проекта (закладка планируется в 2020 г.) также получит имя полярника Николая Зубова. Первый из них поступит на флот в 2019 г., второй – в 2020 г.

Вооружение этих кораблей представлено двумя ракетными комплексами (8 пусковыми контейнерами) ракет Club-K («Калибр») и 100-мм универсальной артиллерийской установкой А-190 на носу, многоцелевым вертолетом Ка-27 и двумя скоростными боевыми катерами типа «Раптор», которые рассчитаны для преследования нарушителей морских границ и абордажных действий, для чего на борту корабля можно будет разместить 47 чел. Ранее корабли ледокольного типа никогда не имели подобного набора вооружений (рис. 1.13).



Рис. 1.13. Ледокол Icebreaker7 проекта 23550 «Иван Папанин», модель

Размещение ракетных комплексов Club-K («Калибр») в современных условиях целесообразно на маневренных кораблях небольшого (до 1000–1200 т.) водоизмещения, единичная потеря которых в случае военных действий не приведет к значительному военному и экономическому ущербу. Инверсия таких судов в случае необходимости выполняется в короткий срок.

10 июня 2016 г. АО «Адмиралтейские верфи» спустили на воду ледокол пр.21180 «Илья Муромец», ледовый класс – Icebreaker6, то есть имеет ограничения по самостоятельному плаванию в акватории СМП в зимне-весенний период навигации. Ледокол построен в интересах Военно-морского флота, и способен обеспечить проводку кораблей в сплошном льду толщиной до 0,9 м.

Дальность плавания этого ледокола составляет 9000 миль, что превышает протяженность Северного морского пути. Кроме этого судно предназначено для перевозки грузов в контейнерах на палубе и грузовом трюме, выполнения гидрографических исследований, тушения пожаров на аварийных объектах, ликвидации аварийных разливов нефти, а также перевозки дополнительного экипажа в количестве 50 человек.

«Илья Муромец» станет единственным бортом проекта 21180, а ледокольная группировка ВМФ будет формироваться бортами проектов 23550 и 03183 (строительство таких вспомогательных судов ледового класса предусмотрено программой военного кораблестроения РФ; в 2018 г. окончено проектирование, – готовность головного корабля проекта планируется к 2020 г.).

Объединенная судостроительная корпорация (Центр судоремонта «Звездочка») в декабре 2015 г передало заказчику – главному управлению глубоководных исследований (ГУГИ) вспомогательный морской транспорт вооружений пр. 20180ТВ (20181) «Академик Ковалев» усиленного ледового класса Arc5. «Академик Ковалев» вошел в состав Тихоокеанского флота и в декабре 2016 г. прибыл в г. Вилюйск. Головной корабль проекта 20180 спасательный буксир «Звездочка» передан Северному флоту в июле 2010 г. (Беломорская ВМБ). В мае 2017 г. спущено на воду первое океанографическое исследовательское судно проекта 20183 «Академик Александров» (спасательный буксир).

Это судно усиленного ледового класса Arc5 предназначено для проведения исследовательских работ на арктическом шельфе, установки донного оборудования различного назначения, поиска и подъема затонувших объектов, а также поисково-спасательных операций. «Академик Александров» проходит заводские испытания со сроком сдачи в декабре 2019 г. Кроме того, в 2015 г. заложен транспорт вооружений проекта 20183 ТВ «Академик Макеев» (срок сдачи 2020 г.), также планируется закладка (2019-2020 гг.) третьего корпуса проекта 20183 – океанографического исследовательского судна «Академик Лаверов» (спасательный буксир). У всех перечисленных судов заказчиком является ГУГИ МО РФ; строятся корабли Объединенной судостроительной корпорацией (Центром судоремонта «Звездочка»).

В настоящее время для этого же заказчика (ГУГИ МО РФ) строятся еще пять (неледовых) океанографических исследовательских судов ОИС «Алмаз» проекта 22010 и «Евгений Горигледжан» проекта 2670 (строятся на ПСЗ «Янтарь» в Калининграде), а также ОИС «Академик Агеев» проекта 16450 и опытовые суда «Ладога» и «Ильмень» проекта 11982 (строятся на ЛСЗ «Пелла» в Ленинградской обл.). Головное судно проекта 11982 «Селигер» было построено на ОАО «Прибалтийский судостроительный завод «Янтарь» и передано ГУГИ в декабре 2012 г.

Также планируется строительство новых военных ледоколов – ударных кораблей ледового класса – на базе нового ледокола ЛК-110Я «Лидер», имеющих два реактора нового поколения РИТМ-400 по 60 МВт., в результате корабль может идти сквозь двухметровый лед со скоростью 14 узлов (против 2 узлов у существующих ледоколов), а на меньшей скорости – преодолевать лед толщиной до 4,5 м.

Создание такой группировки в составе ВМФ создает дополнительные возможности для кооперации с соответствующими гражданскими службами и предприятиями.

Корабли ледового класса строятся и для береговой охраны ФСБ РФ. В ФЦП «Государственная граница Российской Федерации (2012–2021 гг.)» в Арктике спланированы к строительству 9 объектов, реализация 7 уже завершена. Это свидетельствует о самом масштабном с советских времен обновлении кораблей и техники береговой охраны, в том числе и о строительстве уникальных, ледового класса кораблей, аналогов которых нет в мире.

Более всего пограничники испытывают потребность в кораблях для охраны исключительной экономической зоны и континентального шельфа России, в том числе и в Арктике, для чего строятся корабли ледового класса Arc4.

В 2017 г. принят головной пограничный сторожевой корабль 1-го ранга проекта 22100 «Океан» «Полярная звезда» Зеленодольского завода им. А.М. Горького. Это серия пограничных сторожевых кораблей 1-го ранга ледового класса Arc4.

«Полярная звезда» – Северо-Восточное управление береговой охраны ФСБ России (г. Петропавловск-Камчатский). Заложены еще 2 корабля – «Петропавловск-Камчатский» (июнь, 2015 г.) и «Анадырь» (апрель, 2017 г.). Стоимость контракта – 17,2 млрд. руб., срок сдачи – 1 декабря 2019 г.

Пограничные сторожевые корабли пр.22100 «Океан» предназначены для Береговой охраны Пограничной службы ФСБ РФ, которая ранее из этой группы кораблей получала только модернизированные сторожевые корабли ВМФ. Главной задачей этих кораблей является охрана границы, участие в поисковых и спасательных операциях, обеспечение действий спецназа. Задача для «особого времени» – охрана пунктов базирования боевых кораблей. Район плавания – неограниченный, но предполагается, что корабли будут действовать в арктических и неарктических замерзающих морях России. Корабли способны разрушать ледовые перемычки между полыньями толщиной до 80 см. Автономность плавания – до 60 суток.

В последнее время в связи с увеличением времени навигации на трассах СМП, вызванным известными климатическими изменениями, сформировалась стойкая тенденция оживления морской деятельности в Арктике, в результате возрастает роль арктической системы коммуникаций, а регион стал безусловным стратегическим приоритетом национальной безопасности России.

В Арктическую группировку также включаются суда усиленного ледового класса, обеспечивающие реализацию крупных инфраструктурных энергетических проектов в Арктике, таких как «Ямал-СПГ», «Арктика СПГ – 2», «Приразломное», «Варандей» и «Ворота Арктики» (см. главу 4).

1.6. Тенденции военного и экономического присутствия России в Арктике. Санкт-Петербургский Международный Военно-Морской салон

Россия активизировала свое военное присутствие в Арктике в 2008 г., когда была принята арктическая стратегия, провозгласившая приоритет создания «ресурсной базы» России в этом регионе на основе принципов охраны

экосистемы, поддержания Северного морского пути как транспортной морской артерии, а также усиления оборонного потенциала и экономической безопасности [201] того важнейшего в экономическом, политическом и оборонном значении региона [46, с. 386–392].

В будущем, следуя региональным приоритетам развития Арктики [например, 110], российское руководство намерено последовательно продолжать взятый курс на постоянное военно-морское присутствие в Арктике, обусловленное политикой доминирования России в активном противостоянии с заинтересованными в освоении этого региона странами НАТО. В этой связи Россия создает в Арктике сеть арктических военных баз, на которых на постоянной основе разместит подводные лодки и надводные корабли; завершается строительство комплекса «Арктический трилистник», который должен стать частью базы на территории архипелага Земля Франца-Иосифа; продолжается строительство базы «Северный клевер» на острове Котельный. Полностью завершить создание арктической группировки планируется к 2020 г.; к этому времени будут развернуты еще несколько баз, а также реконструированы находящиеся в регионе аэродромы.

Вполне понятно стремление России обеспечить свои государственные интересы в Арктической зоне, тем более что США, Канада, Дания и Норвегия стремятся проводить скоординированную политику по ограничению доступа России к ресурсам арктического шельфа. Руководствуясь «Основами государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года» Правительством РФ предусматривается создать группировку войск общего назначения Вооруженных Сил РФ, других войск, воинских формирований и органов, в первую очередь пограничных органов, в Арктической зоне РФ, способных обеспечить военную безопасность в условиях напряженной военно-политической обстановки.

Следует особо подчеркнуть, что наряду с выполнением своих непосредственных обязанностей, Военно-морской флот России активно участвует в гражданских программах изучения Мирового океана и определения границ континентального шельфа России в Арктике. В условиях покрытия льдом значительной части Арктики эффективно работать могут преимущественно глубоководные аппараты. Для этого возможно использовать как телеуправляемые аппараты, имеющие большую глубину погружения, так и подводные лодки.

Для демонстрации достижений в области создания новых видов вооружения в мире проводится большое количество международных выставок, салонов и форумов. Наиболее представительными и авторитетными среди них являются международные выставки военно-морской и авиационной техники в Ле-Бурже (Франция), Абу-Даби (ОАЭ), Airshow-China (Китай) и др. К ним с полным правом следует отнести и Санкт-Петербургский Международный военно-морской салон (МВМС), организация которого свидетельствует о создании в России выставочной инфраструктуры экспонирования вооружения и военно-морской техники.

Наряду с авиакосмическим салоном МАКС в подмосковном Жуковском, выставками вооружения и военной техники сухопутных войск в Омске и Нижнем Тагиле, этот форум впервые в России наиболее полно представляет весь спектр военно-морской техники и оружия, технологий и услуг, предлагаемых

российскими предприятиями и организациями оборонно-промышленного комплекса в этой области. МВМС проводятся с 2003 г. и прочно занял место в первой тройке мировых выставок морских вооружений и техники. Высокие результаты и состав участников свидетельствуют о том, что МВМС сформировался как успешная выставка изделий оборонно-промышленного комплекса, смежных отраслей, позволяющая эффективно решать задачи по продвижению продукции на рынке военной техники.

Организация МВМС предоставляет возможность не только познакомиться с новейшими образцами военно-морской техники, передовыми разработками, но и увидеть корабли и катера, морское вооружение и авиацию в действии, провести встречи с партнерами, посетить предприятия, участвовать в переговорах, приемах и широкой научно-деловой программе.

Решение о проведении в Санкт-Петербурге Международного военно-морского салона было принято на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 03.03.2001 № 294-р. Организаторами салона выступили Министерство промышленности и торговли РФ при участии Министерства обороны РФ, Министерство иностранных дел, Федеральная служба по военно-техническому сотрудничеству, Правительство Санкт-Петербурга, ФГУП «Рособоронэкспорт». Место проведения МВМС обеспечивает успешное представление экспозиции в павильонах и на открытых площадках, показ кораблей и катеров у причалов, демонстрацию гидроавиации и боевых самолетов над акваторией вблизи выставочных павильонов и заслуженно признано лучшим в мире местом для проведения морских выставок.

В настоящее время в Санкт-Петербурге в сфере морской индустрии работают 40 предприятий и организаций, на которых трудятся тысячи специалистов высокого уровня; здесь сконцентрировано около 80% научно-технического потенциала различных отраслей России. Современные боевые корабли, созданные на предприятиях города, составляют основу военно-морской мощи страны. Только в 2018 г. на петербургских верфях было заложено 9 новых кораблей и судов, 10 спущено на воду, 16 передано заказчику. После перевода в Санкт-Петербург главного командования ВМФ РФ город по праву можно назвать военно-морской столицей России.

Экспозиционно-выставочный раздел организован на базе современного выставочного комплекса Санкт-Петербурга. Здесь предприятия экспонируют свою продукцию на стендах по целому ряду тематических направлений: корабли и суда; вооружение и комплексы управления оружием; поисково-спасательное оборудование, система подготовки кадров для ВМФ, силовые установки и энергетическое оборудование; радиоэлектронное, радиотехническое и гидроакустическое оборудование; вооружение и техника береговых частей ВМФ; морская авиация, навигация и океанография инфраструктура обеспечения ВМФ, новые технологии и материалы. Демонстрационный раздел организует показ таких кораблей, как эскадренный миноносец, малый ракетный и сторожевой корабли, базовый тральщик, малый десантный корабль на воздушной подушке, ракетные и патрульные катера и другие. Посетителям предоставляется возможность присутствовать при проведении стрельб и убедиться в высоких боевых характеристиках артиллерийских систем.

Важной составляющей МВМС является проведение научно-технических конференций, организатором которой выступает Центральный научно-

исследовательский институт им. А. Н. Крылова. Также возможно ознакомление потенциальных заказчиков с производственной и испытательной базой ведущих предприятий и организаций Санкт-Петербурга. МВМС за период 2003–2017 гг. посетили официальные делегации более чем из 50 стран. Его участниками явились сотни предприятий, институтов и организаций, в том числе из ближнего и дальнего зарубежья (табл. 1.3).

Весной 2009 года на выставке оборонных систем в Азии ОКБ «Новатор» впервые представила ракетную систему с крылатой ракетой «Калибр-К». Ракетный комплекс «Калибр» смотрится как обычный двенадцатиметровый грузовой контейнер, который используют для перевозок. Такая маскировка помогает комплексу быть незамеченным до момента активации. Высокоточная крылатая ракета «Калибр» 3М-14Э предназначена для поражения в простых и сложных метеоусловиях днем и ночью стационарных наземных и морских целей. Типовыми целями для ракеты 3М-14Э являются наземные пункты управления войсками, склады вооружений и топлива, аэродромные и портовые сооружения. По боевому назначению крылатая ракета «Калибр» имеет три варианта – противокорабельная, противолодочная и высокоточная ракета для уничтожения стационарных наземных целей.

Таблица 1.3

Основные показатели Санкт-Петербургских МВМС

Год	*1	*2	*3	*4	*5	*6
2003		12043	19	9000/3980	26/24	10
2005	352/56	12043	19	9800/4300	28/26	17
2007	383/64	12500	8	11600/5100	50/44	8
2009	340/70	13000	12	12300/5600	55/47	12
2011		14500	20	12500/6400	45/39	18
2013	457/84	17000	15	18000/9600	56/42	25
2015	424/ 46	17500	39	19000/9800	46/19	24
2017	443/50	17100	41	27000/1100	57/52	22

*1 Количество участников, в том числе иностранных. *2 Количество павильонов.

*3 Количество кораблей. *4 Количество посетителей/специалистов. *5 Количество иностранных участников / стран. *6 Количество мероприятий.

Запускается ракета из универсального стартового модуля, который может располагаться вертикально под палубой корабля, наклонно на палубе корабля, в торпедном аппарате подводной лодки. Диаметр пускового устройства равен 533 мм и соответствует диаметру итальянского торпедного аппарата. Это объясняется тем, что до Великой Отечественной войны Советский Союз купил в Италии образцы торпед, и с этого времени диаметры наших пусковых установок привязаны к мировым стандартам. Все варианты, кроме авиационного, имеют стартовый ускоритель твердого топлива. Система наведения 3М-14Э комбинированная: инерциальная, с возможностью уточнения текущего положения через спутниковую систему навигации + радиовысотомер. Полет происходит по заданному маршруту на высоте двадцать метров над морем и от 50 до 150 м над сушей. Высота полета над сушей зависит от профиля местности. Сам маршрут может быть составлен по сложной схеме с обходом зон ПВО

противника. В заданной точке ракета пикирует на цель или производит воздушный подрыв боевой части. У противокорабельной ракеты наведение на конечном участке траектории осуществляется защищенной от помех активной радиолокационной головкой самонаведения.

7 октября 2015 г. группа кораблей Каспийской флотилии Военно-морского флота РФ: сторожевой корабль «Дагестан» и малые ракетные катера «Град Свияжск», «Углич» и «Великий Устюг» нанесли удар по вооруженным силам ИГИЛ в Сирии (запрещена в России) крылатыми ракетами «Калибр» (модификацией ЗМ-14 с дальностью 1500 км). Крылатые ракеты пересекли территорию трех стран – Ирана, Ирака и собственно Сирии, после чего поразили 11 целей. Случай, крайне редкий в современной военной истории, свидетельствующий о том, что Россия реализовала американскую концепцию «глобального удара» раньше самих США.

В период первого-пятого июля 2015 г. В Санкт-Петербурге проходил VII МВМС, в котором приняли участие 46 официальных делегаций из 39 государств, и где были представлены практически все страны, занимающиеся производством и эксплуатацией морской техники. В составе делегаций прибыли два заместителя министров обороны, девять главнокомандующих военноморскими силами и другие высокопоставленные официальные лица. Обширная программа работы делегаций выполнена полностью, ее формат и объем превысил аналогичные показатели предыдущих салонов.

Официальные иностранные делегации посетили ФГУП «Крыловский государственный научный центр», ОАО «Северное ПКБ», ОАО «ЦМКБ «Алмаз», ОАО «Адмиралтейские верфи», ОАО Судостроительный завод «Северная верфь», ОАО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор», ООО «Балтийский завод – Судостроение» и ОАО «Средне-Невский судостроительный завод». Было проведено более 80 официальных переговоров с участием Главнокомандующего ВМФ России, должностных лиц ФСВТС России, представителей ОАО «Рособоронэкспорт» и АО «ОСК».

Результаты Салона свидетельствуют, что российские и зарубежные предприятия ведут активную маркетинговую политику, направленную на расширение своего участия в международной кооперации, связанной с разработкой и производством таких сложных технических систем, как боевые корабли. Информационное сопровождение Салона и организацию пресс-центра МВМС-2015 осуществлял Санкт-Петербургский региональный информационный центр ТАСС, работу Салона освещали 467 журналистов из 153 средств массовой информации.

Следует особо подчеркнуть значение демонстрации новейшей морской техники в процессе освоения, в том числе и транспортировке, энергетических ресурсов в Арктике.

В работе МВМС-2015 приняли участие свыше 43 тыс. специалистов. Учитывая связь многих жителей Санкт-Петербурга с морской отраслью, патриотические традиции и интерес к событию, жителям и гостям города была предоставлена возможность посетить экспозицию, увидеть боевые корабли у причалов и посмотреть демонстрационные полеты авиационных групп высшего пилотажа «Русские витязи», «Стрижи» и «Русь», а также показательные выступления парашютно-десантной службы 118-го отдельного учебного центра специального назначения.

Проходивший в 2017 г. в Санкт-Петербурге VIII Международный военно-морской салон проходил на фоне возрастающего внимания руководства страны и Минобороны к военному флоту, причем особое внимание было уделено вопросам, связанным со строительством объектов инфраструктуры для ВМФ и выполнением Гособоронзаказа в сфере поставки новых кораблей и судов. В настоящее время работы по созданию и развитию флотской инфраструктуры ведутся на 16 площадках в восьми пунктах базирования. Их поэтапное выполнение позволяет вводить в действие первоочередные объекты, обеспечивающие прием и эксплуатацию поступающего вооружения и военной техники.

Восьмой МВМС, в числе других мероприятий, включал проведение научно-практических конференций, пресс-конференций, семинаров, круглых столов и презентаций, отражающих результаты научных разработок не только в технологии производства военно-морской техники и вооружений, но и в области разработки глобальной стратегии России.

В рамках МВМС-2017 состоялось выездное заседание президиума Государственной комиссии по вопросам развития Арктики, на котором обсуждались проблемы и перспективы создания в этом регионе современной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры, вопросы энергетической безопасности Арктической зоны России, а также ход работ по установлению внешней границы континентального шельфа России в Северном Ледовитом океане.

В марте 2015 г. образована Государственная комиссия по вопросам развития Арктики. В состав комиссии включены руководители заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, высшие должностные лица субъектов РФ, полностью или частично. Во входящих в состав Арктической зоны; полномочные представители Президента России в отдельных федеральных округах, представители аппарата Совета безопасности, администрации президента, других государственных органов, научных и общественных организаций.

Задача Госкомиссии заключается в координации работы федеральных и региональных властей и других госорганов при решении социально-экономических задач развития транспорта, экологии, международного сотрудничества и обеспечения национальной безопасности Арктики.

В планах работы Госкомиссии ряд важных гражданских проектов. В течение двух лет Министерство связи и массовых коммуникаций намерено приступить к оснащению Арктической зоны телефонной связью и телевизионным вещанием. Объемы требуемых вложений оцениваются в 50 миллиардов рублей. Из-за низкой плотности населения, сложности рельефов и климатических условий в самом северном регионе России разумнее всего использовать систему спутниковой связи. Предполагается, что уже через пять лет здесь можно будет не только пользоваться телефоном, слушать радио и смотреть телевизор, но и устанавливать видеонаблюдение, проводить телеконференции, а также использовать компьютерные и телекоммуникационные технологии для обмена медицинской информацией [19, с. 83–88].

Существующая сегодня орбитальная группировка спутниковой связи охватывает практически всю территорию Российской Федерации; с ее помощью услуги связи предоставляются 52 странам мира. Однако, космические аппараты

этой группировки позволяют обеспечивать надежную связь только до 76-го градуса северной широты, захватывая лишь 45 % Арктической зоны. Поэтому Минкомсвязи намерено использовать четыре дополнительных спутника среднего класса «Экспресс-РВ», но уже на высокоэллиптической орбите.

Реализация «арктического проекта» Минкомсвязи благоприятно скажется и на остальной территории страны, так как в России появятся новые виды связи, например, высокоскоростной интернет и спутниковое цифровое телевидение на подвижных объектах: поездах, самолетах, пассажирских судах, междугородних автобусах.

Оснащение Арктической зоны связью предполагается начать в рамках федеральной целевой программы, проект концепции которой представлен Правительству РФ в конце 2017 г. Завершение программы планируется в конце 2022 г.

Результаты МВМС-2017 свидетельствуют о том, что российские и зарубежные предприятия ведут активную научно-техническую политику, направленную на расширение своего участия в международной кооперации, связанной с разработкой и производством военно-морской техники и вооружений, а также в выработке новой парадигмы глобального международного сотрудничества.

Результаты проведения Восьмого Международного военно-морского салона (МВМС), являющегося одной из ведущих мировых выставок в области кораблестроения, морского вооружения и судостроения, свидетельствуют о его высокой востребованности со стороны предприятий морской отрасли. Вновь подтвержден высокий статус события и его место в мировой системе выставок вооружения и техники.

Участниками экспозиции МВМС-2017 стали 443 предприятия из 31 страны, из них 50 иностранные компании. Среди участников представлены все ведущие предприятия морской отрасли России. Значительные площади экспозиции заняли производители судового комплектующего оборудования, приборов, электронных компонентов, информационных технологий и продукции двойного назначения.

Широкий формат МВМС-2017 позволил представить продукцию предприятий не только на стендах и в виде натуральных образцов у причалов, на открытых площадях, прилегающей акватории, но и показать морское артиллерийское вооружение в действии на полигоне.

В демонстрационном разделе у причалов Морского вокзала и на акватории, прилегающей к выставочному комплексу, размещались 17 кораблей, катеров и судов из состава МО РФ, ФСБ РФ, МЧС РФ, а также более 30 катеров предприятий участников экспозиции. На полигоне МО РФ «Ржевка» для официальных иностранных делегаций и представителей СМИ были успешно представлены в действии 10 морских артиллерийских систем и образцы стрелкового оружия.

В МВМС-2017 приняли участие 57 официальных делегаций из 52 государств; были представлены практически все страны, занимающиеся производством и эксплуатацией морской техники. Проведено более 120 официальных встреч и переговоров с участием Главнокомандующего ВМФ России, должностных лиц ФСВТС России, представителей АО «Рособоронэкспорт», АО «ОСК» и других ведущих компаний. В рамках

конгрессно-делового раздела состоялись 22 мероприятия конгрессно-делового характера, в том числе четыре научные конференции. В работе МВМС-2017 приняли участие свыше 47 тыс. специалистов.

На девятом МВМС (июль 2019 г.) представлены современные достижения кораблестроения, судостроения и создании морской техники, новейшие технологии и материалы. Тематика салона включает проектирование и строительство кораблей и судов; создание оружия и вооружения; производство судового комплектующего оборудования; портовое и гидротехническое строительство и обеспечение ВМФ; освоение мирового океана в интересах обороны и экономики государства; обеспечение безопасности мореплавания; промышленное оборудования судостроительного комплекса; перспективные материалы; новые разработки и вооружения.

Выставка МВМС-2019 представлена одновременно в нескольких форматах. Деловая часть предполагает проведение научных конференций, на которых будут рассмотрены вопросы внедрения инновационных технологий в гражданское и военное кораблестроение. Демонстрация продукции будет проходить в виде экспозиции техники, а также оборудования для нее. Свои разработки представят не только российские, но и зарубежные компании. Тематика выставки касается судостроения и кораблестроения, вооружения для военных судов, применения энергетических установок, а также связи и навигации. Программа выставки делится на две части. Первая часть представлена научными форумами; вторая – экспозиционная. Планируется демонстрация полетов морской авиации, стрельбы, а также демонстрации маневрирования кораблей и легких судов.

Все представленные элементы разделены по тематическим группам. В разделе, посвященном судостроению, представлены экспонаты, связанные с проектированием и со строительством надводных кораблей и подводных лодок. На выставке представлено оборудование для ремонта и обслуживания морской техники. Раздел «Вооружение» представлен, в основном, макетами – это артиллерийское оружие, ЗРК, торпеды и противоминное оружие. На экспозиции также представлены системы управления вооружением, радиооборудование, навигация и системы автоматизированного управления. В данной тематике будет представлено штурманское и навигационное оборудование, средства связи, средства пеленгования, гидроакустическое вооружение, приборы слежения. В отдельную категорию выделены дополнительные энергоустановки судов, оборудования низкого тока, системы маскировки и защиты. Сюда также входит ремонтное оборудование (насосы, компрессоры), рулевые устройства. На выставке представлены модели самолетов и вертолетов, которые базируются на кораблях. Но авиатехника берегового базирования на выставке тоже будет присутствовать. Экспонируется и вооружение самолетов, а также аэродромное оборудование. Раздел «Робототехника» представляют автоматизированные подводные непилотируемые аппараты, роботизированные катера, БПЛА и прочие робототехнические комплексы. В разделе «Вооружение береговых войск» выставлены противокорабельное вооружение, пушечные комплексы, ЗРК, автомобильная техника (вездеходы, квадроциклы).

Среди участников зарегистрированы такие компании, как: SORMEC, s.r.l., Италия; Seguransa & Defesa, Бразилия; ODU Group, GmbH & Co. KG, Германия; KADEX 2018, exhibition, Казахстан; EURONAVAL, Франция; EADN, Кипр; Defensa y Seguridad Mercosur, Аргентина; Apacer Technology, Inc, Тайвань и др.

В программе салона значительное место занимает арктическая тематика, которая обозначена как «Освоение арктического шельфа, защита национальных интересов и безопасности государства в Арктике» и включает следующие разделы: Арктическое судостроение. Ледокольный флот; Обеспечение экологической безопасности буровых операций в Арктике; Аварийно-спасательное обеспечение Арктического морского бассейна; Мониторинг ледовой обстановки; Гидрометеорология и мониторинг окружающей среды Арктики; Мониторинг ионосферы и магнитосферы Арктики; Телекоммуникационная инфраструктура Арктики; Инновационные технологии гидрометеорологического обеспечения ледового плавания; Подводные аппаратурно-технологические комплексы для геологоразведочных работ в Арктике; Вооружение арктических соединений и частей, техника и инфраструктура обеспечения.

ТЕМАТИКА ЭКСПОЗИЦИОННО-ВЫСТАВОЧНОГО РАЗДЕЛА МЕЖДУНАРОДНОГО ВОЕННО-МОРСКОГО САЛОНА 2019 г.

1. Кораблестроение и судостроение
2. Оружие, вооружение, комплексы и системы управления оружием
3. Системы боевого управления, навигационные комплексы и системы, комплексы и аппаратура связи, радиоэлектронное, радиотехническое и гидроакустическое вооружение
4. Энергетические установки, корабельные системы и устройства, вспомогательное оборудование
5. Морская авиация (корабельного и берегового базирования)
6. Робототехнические и беспилотные комплексы
7. Вооружение береговых войск
8. Скоростные, пассажирские и маломерные катера, суда, яхты
9. Снабжение и обслуживание флота, инфраструктура обеспечения
10. Поисково-спасательное обеспечение, техника и технологии глубоководных и спасательных работ
11. Обеспечение безопасности мореплавания
12. Борьба с терроризмом и пиратством, обеспечение безопасности объектов
13. Освоение Мирового океана в интересах обороны и экономики страны
14. Портовое и гидротехническое строительство
15. Промышленное оборудование судостроительного комплекса
16. Информационные технологии в судостроении
17. Промышленные материалы, сырье и судовое комплектующее оборудование
18. Инновации и современные технологические решения в судостроении
19. Система подготовки кадров
 - 19.1. Система подготовки командных и инженерных кадров.
 - 19.2. Система подготовки младшего командного состава и специалистов.
 - 19.3. Подготовка кадров для морского и речного флота.
 - 19.4. Подготовка специалистов в области глубоководных, водолазных и аварийно-спасательных работ.
 - 19.5. Современные методики в системе военно-морского образования.
 - 19.6. Комплексные лаборатории, тренажеры и технические средства обучения.

- 19.7. Автоматизация и компьютеризация процесса обучения.
- 19.8. Подготовка научных и инженерных кадров для судостроительной и других оборонных отраслей.
- 20. Финансирование и сопровождение проектов, страхование.
- 21. Печатные и электронные СМИ
- 22. История Военно-морского флота

Глава 2.

РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКИХ КОММУНИКАЦИЙ. ТРАНСПОРТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КРУПНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ

2.1. Организация арктической системы транспортировки нефти

В настоящее время транспортировка нефти осуществляется из акватории Печорского моря и Обской губы.

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

СМЛОП «Варандей» введен в эксплуатацию в июле 2008 г., установлен на глубине 17 м в более 22 км (12 миль) от побережья в районе пос. Варандей Ненецкого автономного округа. Варандейский терминал (ПАО «Лукойл») зарегистрирован в государственном судовом реестре РФ в морском порту Нарьян-Мара.

СМЛОП представляет собой сложнейшую конструкцию высотой более 50 м общим весом более 11 тыс. т, и состоит из двух частей – опорного основания с жилым модулем на 12 человек, технологическими системами и поворотного швартово-грузового устройства со стрелой и вертолетной площадкой. Восьмигранная форма опорного основания рассчитана так, чтобы выдержать максимально высокую ледовую нагрузку. Ко дну моря основание СМЛОПа прикрепляется 24 сваями. СМЛОП соединен с берегом двумя нитками подводного трубопровода.

Кроме самого причала в комплекс Варандейского терминала входят: межпромысловый нефтепровод протяженностью 158 км, береговой резервуарный парк емкостью 325 тыс. м³, насосная станция, объекты энергообеспечения, танкерный и вспомогательный флот, состоящий из трех челночных танкеров дедвейтом порядка 70 тыс. т, ледокола и буксира (суда предназначены для обеспечения безопасности терминала и танкеров при их маневрировании, проведении швартовых и грузовых операций), и рейдовый перевалочный комплекс вместимостью 260 тыс. т, а также вахтовый поселок.

Три челночных танкера, Arc6, типоразмера PANAMAX, проекта 1660 были построены на южнокорейской верфи «Samsung Heavy Industries» по заказу ПАО «Совкомфлот»: «Василий Динков» (головной, дедвейт 71,25 тыс. т, сдан в эксплуатацию 01 января 2008 г.); «Капитан Готский» (рис. 2.1) сдан в эксплуатацию 27 мая 2008 г., дедвейт 71,23 тыс. т и «Тимофей Гуженко», дедвейт 71,29 тыс. т, сдан в эксплуатацию 24 февраля 2009 г. Эти суда плавают под флагом России. Первый рейс с грузом сырой нефти с Варандейского терминала выполнен арктическим челночным танкером «Василий Динков» в канадский порт Come By Chance в июне 2008 г.

Нефть на Варандейский терминал поступает по нефтепроводам с месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Ненецком автономном округе. Основным является Южно-Хыльчужское нефтегазовое месторождение, открытое в 1981 г. и расположенное на севере Тимано-Печерской НГП, а также нефтяные месторождения им. Р. Требса и А. Титова, которые считаются одними из самых крупных среди разведанных континентальных месторождений России.

Эти месторождения введены в эксплуатацию в конце 2013 – начале 2014 гг. Извлекаемые запасы (C1+C2) по месторождениям им. Р. Требса и А. Титова (по состоянию на 1 января 2005 г.) составили 38,7+43,8 и 51,1+6,5 млн т нефти соответственно; месторождения разрабатываются совместным предприятием ООО «Башнефть-Полнос» (25,1 % акций принадлежит ПАО «ЛУКОЙЛ», 74,9 % – ОАО «АНК «Башнефть»).



Рис. 2.1. Танкер «Капитан Готский» у СМЛОП «Варандей»

Варандейский терминал обошелся ПАО «ЛУКОЙЛ» недешево – около USD 1,1 млрд. Следует подчеркнуть, что этот терминал способен не только переваливать, но и «смешивать» поступающие нефти. Так получается более дорогая марка экспортной нефти, так называемая «варандейская смесь».

Нефть месторождений Тимано-Печерской НГП имеет плотность 0,826–0,885 г/см³; малосернистая (до 1%) и среднесернистая (1–2 %), парафинистая (от 0,4 до 6,6 %).

Последние годы перевалка нефти через Варандейский терминал увеличивалась с 5,4 млн т в 2013 г. последовательно до 5,9 (2014 г.), 6,6 (2015 г.), 8,0 (2016 г.), 8,3 (2017 г.) млн т. Значительная часть нефти поступала с месторождений им. Р. Требса и А. Титова.

В 2018 г. ПАО «ЛУКОЙЛ», снизил экспорт «варандейской смеси» на 1,69 млн т, до 6,58 млн т. Это произошло, в основном, из-за сокращения добычи

на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова в рамках соглашения ОПЕК+. Вся нефть 2018 г. перевалена через накопитель «Кола».

С начала 2018 г. ПАО «ЛУКОЙЛ» приступил к отгрузкам «варандейской смеси» через танкер-накопитель «Кола» в Кольском заливе с пропускной способностью 12 млн т в год. Установка накопителя позволила компании одновременно отгружать на экспорт партии Варандейской смеси по 100–140 тыс. т. Ранее, в 2017 г., крупный танкер без ледового усиления дожидался в Мурманске (якорная стоянка в акватории порта – ООО «Кольский нефтяной терминал») доставки челноками из Варандея двух партий сырья для рейдовой перевалки. До 2017 г. ПАО «ЛУКОЙЛ» осуществляло перевалку варандейской нефти через норвежский порт Киркенес.

Предполагается, что новая логистическая схема позволит увеличить экспорт нефти этого сорта («варандейской смеси»).

Операция по установке танкера-накопителя «Кола» (предыдущее название FAIR TRADER, дедвейтом 300 тыс. т) на якорной стоянке в Кольском заливе проходила 18–19 декабря 2017 г.

В операции были задействованы восемь буксиров компаний «Альянс» и «МАСКО». Лоцманы Мурманского филиала «Росморпорта» выполнили сложную проводку танкера-накопителя «Кола» до места постановки на рейде Кольского залива и приняли участие в операции по закреплению судна на якорно-швартовых связях временного перегрузочного комплекса в районе мыса Филинский.

Этот рейдовый перевалочный комплекс (РПК) установлен севернее танкера-накопителя «Умба», принадлежащего НК «Газпром нефть». «Умба» эксплуатируется ООО «РПК «Норд» и размещен в среднем колене Кольского залива.

Оба танкера-накопителя зарегистрированы под российским флагом, порт приписки – Мурманск.

Танкер VLCC (Very Large Crude Carrier) «Умба» представляет собой рейдовый комплекс для перевалки нефти дедвейтом более 300 тыс. т, судно имеет 17 грузовых танков, с возможностью одновременной швартовки судов с двух бортов. Инфраструктура накопителя позволяет осуществлять прием, хранение и отгрузку нефти, полное и своевременное таможенное и пограничное оформление груза, а также бункеровку танкеров-челноков и отвозчиков.

Танкер-накопитель «Умба» переоборудован с учетом климатических условий Заполярья. Перевалка нефти осуществляется с соблюдением всех экологических норм и требований, осуществляется круглосуточное дежурство специализированного судна, предназначенного для установки боновых заграждений при перевалке нефти и оперативной ликвидации аварийных разливов в случае их возникновения.

Танкер был построен 31 мая 2001 г. в Японии, строительный номер 4970, и под именем «Berge Kyoto» начал работать в июне 2001 г. 17 февраля 2013 г. был переименован в «Sarah Glory», а 15 сентября 2015 г. в «Sasa». После этого был переоборудован под танкер-накопитель. 1 октября 2015 г. был зарегистрирован в Российском международном реестре судов (РМРС) под именем «Умба» (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Танкер-накопитель «Умба» в среднем колене Кольского залива

15 января 2016 г. танкер прибыл в порт Мурманск и установлен ООО «РПК «Норд» в акватории Мурманского морского порта. Танкер-накопитель «Белокаменка», который 12 лет проработал на рейде порта Мурманск, покинул порт 22 ноября 2015 г.

Танкер «Умба» задействован в операциях по перевалке на экспорт российской арктической нефти НК «Газпром нефть», добываемой на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (п-ов Ямал) по проекту «Ворота Арктики» и на Приразломном нефтяном месторождении с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная».

Лоцманскую проводку и постановку на рейде Кольского залива в районе м. Краснощелье танкера обеспечил Мурманский филиал ФГУП «Росморпорта». 28 января 2016 г. танкер «Ice Condor» прибыл в порт Мурманск и ошвартовался у РПК «Норд». Танкер доставил в порт 16200 т сырой нефти с мыса Каменный и стал первым, который разгрузился на рейдовом перевалочном комплексе в Мурманске.

В 2017 г. объем перевалки нефти с РПК «Норд» составил 8,24 млн т. В 2018 г. НК «Газпром нефть» нарастила экспорт арктических сортов с танкера-накопителя «Умба» на 1,89 млн т по сравнению с показателем 2018 г., до 10,13 млн т. В июле-августе 2018 г. отгрузки с накопителя впервые достигли максимального показателя — 1 млн т в месяц.

Увеличение поставок обусловлено ростом добычи нефти как на Новопортовском, так и на Приразломном месторождениях, несмотря на действовавшее в I полугодии ограничение в рамках ОПЕК+. Так, объем отгрузок сорта Novu Port составил 6,95 млн. т, а сорта ARCO – 3,18 млн т. Всего объем морского экспорта арктической нефти вне системы «Транснефти» в 2018 г.

составил 17,04 млн т – на 157 тыс. т больше, чем годом ранее, а через порты Новороссийск, Приморск, Усть-Луга и Козьмино в системе «Транснефть» было поставлено на экспорт 124,3 млн. т нефти.

В 2019 г. компания планирует снизить общую транспортировку нефти на экспорт до 228,3 млн т против 230,5 млн т в 2018 г. Снижение ожидается за счет западного направления, потому что межправительственное соглашение с Китаем увеличилось с 2018 г. на 10 млн т, соответственно, происходит перераспределение.

Арктическая нефть марки Arctic Oil (ARCO), добываемая с Приразломного нефтяного месторождения, впервые поступила на мировой рынок в апреле 2014 г.

Месторождение расположено на шельфе Печорского моря в 55 км к северу от пос. Варандей. Глубина моря в районе месторождения составляет порядка 20 м. Это месторождение открыто в 1989 г., извлекаемые запасы составляют более 70 млн т нефти. Максимальный уровень добычи может составить 6 млн т. нефти в год. Расчетный период эксплуатации месторождения – порядка 36 лет.

Приразломное — уникальный российский проект по добыче углеводородов на арктическом континентальном шельфе. Впервые морская добыча углеводородов в Арктике ведется с МЛСП «Приразломная», которая позволяет выполнять все технологические операции – от бурения скважин до отгрузки нефти на челночные танкеры. Платформа сама по себе является уникальным инженерным сооружением.

Экспортный сорт ARCO является наиболее тяжелой (906 кг/м³, 24 градуса API) и сернистой (2,3%) с низким содержанием парафина нефтью среди российских экспортных маркерных сортов. Основным экспортным сортом с долей в общем объеме порядка 80% является Urals (смесь тяжелых нефтей Поволжья и Siberian Light) плотностью порядка 865 кг/м³; 31,5 градуса API с содержанием серы в 1,2–1,3%.

На мировом рынке ARCO торгуется с дисконтом относительно нефти эталонной марки Brent (плотность 825–828 кг/м³, порядка 39 градусов API; содержание серы –0,4 %), – дисконт составляет USD 4–5 за баррель. ARCO хорошо подходит для глубокой переработки на сложных НПЗ северо-западной Европы.

Круглогодичный вывоз продукции с МЛСП «Приразломная» на РПК «Норд» (рис. 2.3) обеспечивают нефтеналивные танкеры усиленного ледового класса. Два челночных танкера, Arc 6, типоразмера PANAMAX, были построены на ОАО «Адмиралтейские верфи», Санкт-Петербург по заказу ПАО «Совкомфлот»: «Михаил Ульянов» (рис. 2.4) дедвейтом 69,83 тыс. т сдан в эксплуатацию 26 февраля 2010 г. и «Кирилл Лавров» (рис. 2.5) дедвейтом 70,05 тыс. т – 10 сентября 2010 г. Эти суда плавают под флагом России.



Рис. 2.3. Схема вывоза нефти с МЛСП «Приразломная» [221]



Рис. 2.4. Челночный танкер «Михаил Ульянов» на подходе к МЛСП «Приразломная»



Рис. 2.5. Челночный танкер «Кирилл Лавров»
у борта танкера-накопителя «Умба»

Челночный танкер «Кирилл Лавров» имеет дедвейт 70 053 т, длину наибольшую 257,74 м, ширину 34 м, высоту борта 20,08 м, осадку 14 м, главный двигатель – дизель-электрическая установка суммарной мощностью 26 100 кВт, мощность гребных электродвигателей 13 600 кВт; в качестве движителя установлены два полноповоротных винто-рулевых комплекса типа Азипод, скорость танкера на чистой воде 16 узлов. Танкер двойного действия. Предусматривается возможность работы судов этого проекта без сопровождения ледокола в зимнее время во льдах толщиной до 1,2 м. Танкеры имеют длину 257 м, ширину 34 м и осадку около 14 м.

Проект танкера разработан фирмой Aker Arctic Technology Inc.(Санкт-Петербург).

Челночные танкеры (порт приписки – Санкт-Петербург) работают в рамках долгосрочных соглашений по перевозке нефти между ОАО «Совкомфлот» и ООО «Газпром нефть шельф», оператора проекта.

МЛСП «Приразломная» и два не имеющих аналогов в мире арктических челночных танкера ОАО «Совкомфлот» вместе со вспомогательными судами составляют уникальный добывающе-транспортный комплекс, способный обеспечить надежную и безопасную поставку на мировой рынок до 6 млн т сырой нефти в условиях круглогодичной навигации при низких температурах и в сложной ледовой обстановке арктического морского бассейна.

Следует подчеркнуть, что впервые строительство таких высокотехнологичных морских объектов было успешно осуществлено на предприятиях отечественного машиностроительного комплекса. Строительство платформы велось на ОАО «ПО «Севмаш» в г. Северодвинске, арктические

танкеры «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров» были построены по заказу группы компаний ОАО «Совкомфлот» на предприятии ОАО «Адмиралтейские верфи» в г. Санкт-Петербурге. Финансирование приобретения судов предоставлено Государственной корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)». Накопленный российскими судостроительными, нефтегазовыми, судоходными предприятиями и финансовыми организациями уникальный опыт взаимодействия в реализации первого российского проекта нефтедобычи на арктическом континентальном шельфе, безусловно, будет востребован в освоении природных богатств Арктики.

В основе проект «Ворота Арктики» лежит освоение Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения НК «Газпром нефть» («Газпром нефть – Ямал»). Это одно из самых крупных НГКМ полуострова Ямал. Извлекаемые запасы категории C1+C2 составляют более 250 млн т нефти и конденсата и более 320 млрд м³ природного газа.

В 2016 г. началась реализация проекта по освоению северной части Новопортовского лицензионного участка. Извлекаемые запасы проекта по категориям C1+C2 составляют здесь более 26,8 млн т нефти и 27 млрд м³ природного газа. В перспективе на участке будет пробурено 185 нефтяных скважин на 10 кустовых площадках, пик добычи ожидается в 2022 г.

Нефть с месторождения до побережья (приемо-сдаточного пункта мыс Каменный) доставляется по напорному нефтепроводу протяженностью 105 км. Две ветки этого нефтепровода позволяют обеспечить транспортировку не менее 5,5 млн т нефти в год.

Нефть сорта Novy Port по своим свойствам относится к категории легких (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 USD 3,0 за баррель.

Проект «Ворота Арктики» реализуется в арктических широтах, в 740 км от основной трубопроводной инфраструктуры, поэтому доставка нефти морским путем была признана эффективным и экономически выгодным решением.

В 2015 г. НК «Газпром нефть» выполнил зимнюю программу поставок нефти с Новопортовского месторождения, начавшуюся в феврале 2015 г. и ставшую первым в российской нефтегазовой отрасли опытом отгрузки нефти с Ямала морем в зимних условиях. Всего в рамках кампании было отправлено семь танкеров нефти сорта Novy Port общим объемом более 110 тыс. т. Все сырье, вывезенное в зимнем сезоне, было реализовано потребителям северо-западной Европы с оплатой в российских рублях.

С мая 2016 г. отгрузка сырья осуществляется с помощью выносного арктического нефтеналивного терминала башенного типа «Ворота Арктики» (рис. 2.6), расположенного в 3,5 км от Мыса Каменного.

Всего на Новопортовском месторождении – главном активе «Газпром нефти» в Арктике – с начала реализации проекта (до ноября 2018 г.) добыто 15 млн т нефти. Для отгрузки углеводородов произведена пятисотая швартовка танкера к терминалу «Ворота Арктики», партию груза принял «Штурман Скуратов».

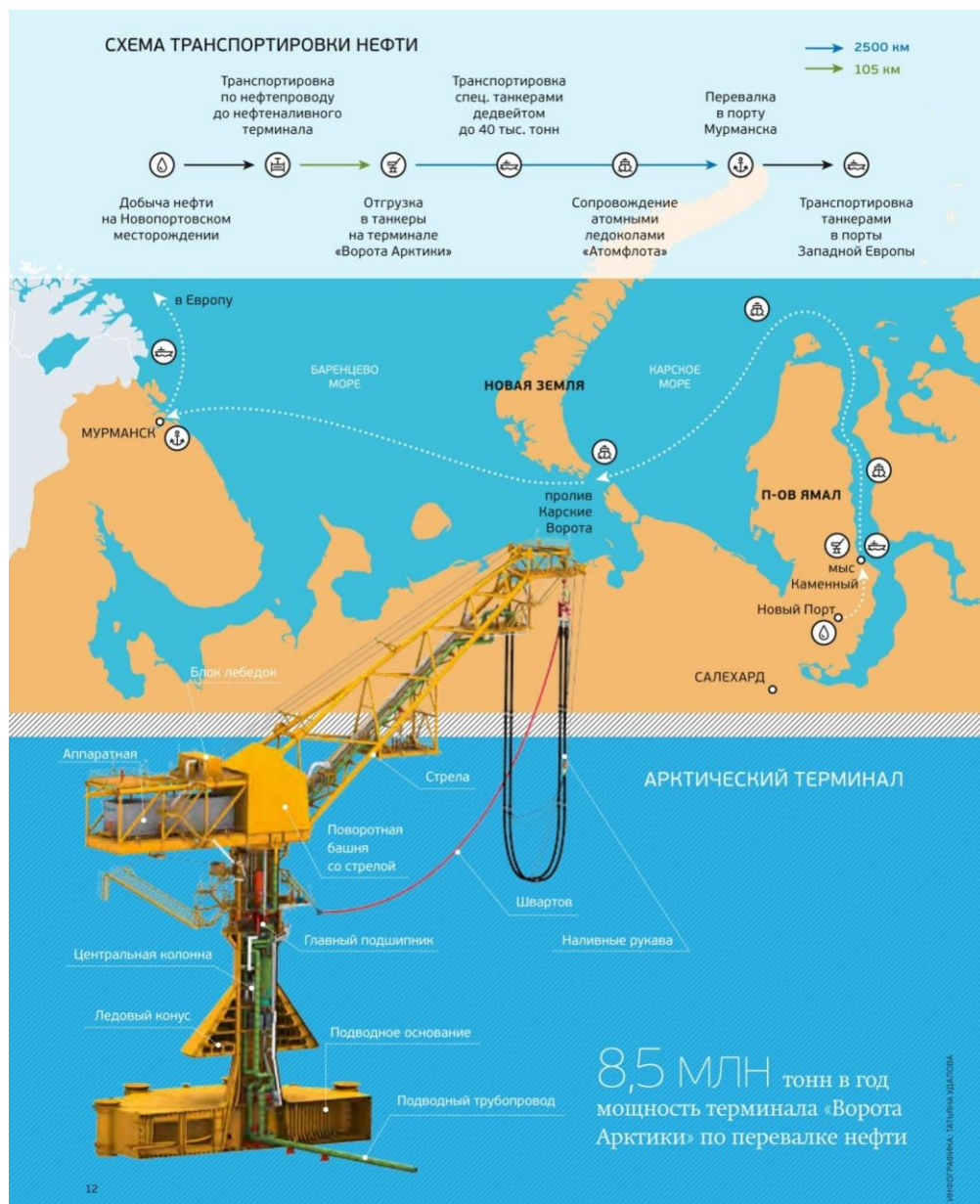


Рис. 2.6. Схема транспортировки нефти по проекту «Новый порт» [180]

Для круглогодичного обеспечения функционирования проекта «Ворота Арктики» на верфи Samsung Heavy Industries (г. Пусан, Ю.Корея) построен флот из шести челночных танкеров Arc7 проекта Arctic Shuttle Tanker.

Суда спроектированы по принципу нулевого сброса, максимальная осадка до 9,5 м позволяет танкеру свободно маневрировать в мелководной акватории Обской губы. Суда могут без сопровождения ледоколов преодолевать льды толщиной до 1,8 м.

Первая серия из трех танкеров «Штурман Альбанов» (головной), «Штурман Малыгин» и «Штурман Овцын» построены в 2016 г., заказчиком и владельцем этих судов является ПАО «Совкомфлот». Вторая серия танкеров «Штурман Скуратов», Штурман «Щербинин» и «Штурман Кошелев» построены в 2017 г., заказчиком и владельцем этих судов является ООО «Газпром нефть шиппинг».

Танкер «Штурман Альбанов» (рис. 2.7) имеет дедвейт 41 455 т, длину наибольшую 248,92 м, ширину 34,00 м, высоту борта 15,00 м, осадку 9,50 м, главный двигатель – дизель-электрическая установка суммарной мощностью 32 000 кВт, мощность гребных электродвигателей 22 000 кВт; в качестве движителя установлены два полноповоротных винто-рулевых комплекса типа Азипод, скорость танкера на чистой воде 15,2 узла. Танкер двойного действия.

В 2017 г. на Новопортовском месторождении было добыто 5,9 млн. т, в 2018 г. – 7,2 млн т сырья. В 2018 г. средняя суточная добыча проекта «Ворота Арктики» достигла 19,6 тыс. т нефти. Пик добычи нефти по этому проекту прогнозируется в 2020 г. — более 8 млн т.

В связи с развитием Северного морского пути географию поставок нефти сорта Novy Port за несколько последних лет удалось расширить до девяти стран.

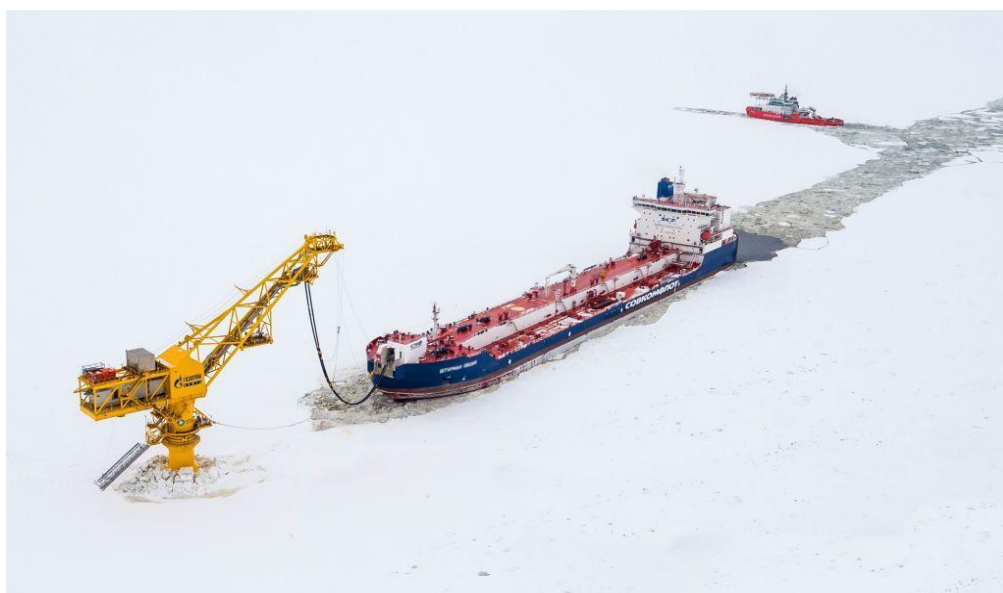


Рис. 2.7. Челночный танкер «Штурман Альбанов» у терминала «Ворота Арктики»

Танкерный флот проекта «Новый порт» дополнен двумя ледокольными судами обеспечения, Icebreaker8, проекта Arc130A, IBSV01 «Александр Санников» (рис. 2.8) и «Андрей Вилькицкий», построенными на Выборгском судостроительном заводе по заказу НК «Газпром нефть». Эти ледоколы переданы заказчику в июле и октябре 2018 г. соответственно.



Рис. 2.8. Ледокольное судно обеспечения «Александр Санников»

Концептуальный проект судна выполнен Aker Arctic Technology, технический проект разработан Морским Инженерным Бюро. Рабочеконструкторская документация выполнена ПКБ «Петробалт».

Ледокольное судно обеспечения проекта IBSV01 предназначено для круглогодичной эксплуатации в районе арктического терминала экспорта нефти в районе мыса Каменный в Обской губе. Судно может работать в сплошном льду толщиной около 2,0 м и с 30-сантиметровым снежным покровом со скоростью 2 узла при движении вперед как носом, так и кормой.

Судно спроектировано с учетом принципа нулевого сброса или утечки нефти при эксплуатации и имеет следующие характеристики: длина габаритная – около 121,7 м; ширина габаритная – около 26,0 м; ширина по КВЛ – 25,0 м; высота борта – 11,5 м; осадка – 8,0 м; дедвейт – 3000 т; скорость – 16 узлов; экипаж/мест – 20/35 человек.

Судно имеет дизель-электрическую силовую установку с пропульсивной мощностью 21,5 МВт для независимого прохода во льдах в ледовых условиях, преобладающих в районе эксплуатации. Пропульсия (азиподы) – 2×7500 кВт (корма) и 1×6500 кВт (нос).

Основное назначение судна:

- проводка танкеров между портом Сабетта и районом мыса Каменный в Обской губе в ледовых условиях;
- проводка танкеров в грузовой район отгрузочного терминала экспорта нефти (морская причальная система) в ледовых условиях;

–поддержка безопасности при причаливании и погрузке танкеров.

Кроме того, судно может выполнять следующие вспомогательные задачи:

- защита арктического отгрузочного терминала экспорта нефти (морская причальная система) от ударных воздействий при образовании льда и движении ледяных полей;
- спасательные операции в области арктического отгрузочного терминала экспорта нефти (морская причальная система) и оказание содействия судам в ледовых условиях и на открытой воде при волнении моря до 7 баллов по шкале Бофорта;
- поиск и спасение людей как на открытой воде при волнении до 5 баллов по шкале Бофорта, а также в ледовых условиях;
- буксировка судов и морских плавучих сооружений в ледовых условиях и на чистой воде;
- доставка и транспортировка небольших партий палубного груза и эксплуатационного персонала на арктический отгрузочный терминал экспорта нефти (морскую причальную систему);
- тушение пожаров на плавучих и береговых объектах, доступных для подхода с моря;
- поддержка подводно-технических водолазных работ на глубинах до 12 м;
- дистанционное автоматизированное управление арктическим нефтяным отгрузочным терминалом экспорта нефти (морской причальной системой);
- участие в операциях по ликвидации аварийных разливов нефти, как на открытой воде, так и в ледовых условиях в качестве транспортировщика оборудования и сборщика вод и нефтепродуктов, полученных в результате ликвидации разлива;
- временное размещение спасённых экипажей танкеров и других судов.

Терминал «Ворота Арктики» стратегически важен как для развития Северного морского пути, так и для освоения месторождений полуострова Ямал.

2.2. Морская транспортировка угля в Арктике

Возрастающее значение Арктической системы морских коммуникаций наглядно проявляется, как в усилении экономического присутствия, в частности, Китая в Арктике, так и при реализации крупнейших российских инфраструктурных проектов. В этом смысле очевидно формирование глобальной тенденции развития в Арктике промышленного комплекса производства и транспортировки сжиженного природного газа в рамках двух проектов – «Ямал-СПГ» и «Арктика СПГ – 2».

Общие характеристики проектов, структура и перспективы развития газового флота показаны в п. 1.1 и ледокольного флота – в п. 1.5.

Россия пятый год подряд наращивает добычу угля: с 373 млн. т до чуть более 400 млн т (экспорт достиг 190 млн т) в 2017 г. и порядка 440 млн. т в 2018 г. при экспорте более 210 млн т. В 2018 г. всего добыто 359 млн т каменного угля и 81 млн. т бурого. Исторический максимум добычи угля приходился на 1988 г. (425 млн т) и был превзойден в 2018 г. В перспективе планируется

достигнуть уровня добычи в 560 млн т к 2015 г. и 590 млн т к 2030 г. [167, с. 7]. Угольная стратегия России основывается на двух фундаментальных основаниях. Во-первых, Россия обладает вторыми после США запасами угля, которые составляют порядка 200 млрд т. Таких запасов хватит примерно на 500 лет добычи. Во-вторых, в ближайшее время ожидается так называемая «вторая угольная волна». Антрацит, как самое дешевое ископаемое топливо, при современном развитии технологий вновь постепенно становится сравнимым по конкурентоспособности с другими углеводородами. При таких прогнозах к 2025 г. экспорт угля в России может вырасти до USD 25–30 млрд в год.

Поэтому представляются весьма перспективными арктические проекты освоения месторождений угля.

Развитию Арктической зоны Российской Федерации (АЗ РФ) в настоящее время уделяется огромное внимание как со стороны федеральных и региональных органов власти, так и со стороны бизнеса. Государственный интерес к развитию Российской Арктики на самом высоком уровне подтверждается наличием в подписанном Указе Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» задачи Правительству РФ об утверждении комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры; последний, помимо прочего, должен обеспечить к 2024 г. развитие Северного морского пути и увеличение грузопотока по нему до 80 млн т [124, п. 15 «а»]. Экономическое развитие Российской Арктики на текущем этапе в наибольшей степени связано с реализацией российскими компаниями (ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ГМК «Норильский никель», УК «ВостокУголь» и другие) крупных ресурсодобывающих проектов, являющихся драйверами в том числе и для развития инфраструктуры в АЗ РФ. Одними из таких важнейших проектов являются проекты разработки арктических месторождений угля с последующим экспортом в страны Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Несмотря на основные тенденции развития мировой энергетики, включая увеличение доли применения более экологически чистых углеводородов (природного газа) и возобновляемых источников энергии, мировое потребление угля увеличилось за последние 11 лет (2007–2017 гг.) на 8,1 % – с 3451,8 до 3731,5 млн т.н.э. Уголь широко применяется в энергетике и промышленности – как энергетическое и бытовое топливо, сырье для химической и металлургической промышленности, для получения из угля рассеянных и редких элементов, графита, а также для жидкого топлива путем гидрогенизации.

Основной объем угля потребляется в странах АТР – почти 3/4 (2 780,0 млн т.н.э. в 2017 г.) всего мирового потребления. В Северной Америке потребляется 9,7% (363,8 млн т.н.э.), в Европе 7,9% (296,4 млн т.н.э.), в странах СНГ 4,2% (157,0 млн т.н.э.). На остальные регионы мира суммарно приходится 3,6% (Африка – 93,1 млн т.н.э., Южная и Центральная Америка – 32,7 млн т.н.э., Ближний Восток – 8,5 млн т.н.э.). Мировым лидером по потреблению угля является Китай – в этой стране потребляется более половины (1 892,6 млн т.н.э.) этого ресурса от общего объема потребления в мире. На втором месте Индия (11,4 %, 424,0 млн т.н.э.), на третьем – США (8,9 %, 332,1 млн т.н.э.). Россия занимает пятое место (2,5 %, 92,3 млн т.н.э.) после Японии (3,2 %, 120,5 млн т.н.э.).

За последние 11 лет наибольший прирост потребления пришелся на страны АТР (+26,5 %, +582,4 млн т.н.э.), в том числе Китай (+19,5 %, +308,4 млн т.н.э.) и Индию (+76,7 %, +184,0 млн т.н.э.), и страны Южной и Центральной Америки (+26,7 %, +6,9 млн т.н.э.). Падение спроса на уголь наблюдается в странах Северной Америки (-37,9 %, -222,4 млн т.н.э.) и Европы (-20,5 %, -76,5 млн т.н.э.). В остальных регионах объем потребления угля сохранился примерно на прежнем уровне, в том числе в России (-1,7 %, -1,6 млн т.н.э.).

Общий объем добычи угля в 2017 г. составил 3 768,6 млн т.н.э. Основной объем добычи этого ресурса приходится на страны АТР (71,7 %, 2 702,3 млн т.н.э.), Северной Америки (10,8 %, 407,9 млн т.н.э.) и СНГ (7,2 %, 271,8 млн т.н.э.). На остальные регионы приходится 10,3 % (Европа – 164,6 млн т.н.э., Африка – 154,5 млн т.н.э., Южная и Центральная Америка – 66,8 млн т.н.э., Ближний Восток – 0,8 млн т.н.э.) мирового объема добычи. Наибольший объем добычи приходится на Китай (46,4%, 1 747,2 млн т.н.э.), США (9,9 %, 371,3 млн т.н.э.) и Австралию (7,9 %, 297,4 млн т.н.э.). Россия занимает 6-е место (5,5 %; 206,3 млн т.н.э.) после Индии (7,8%; 294,2 млн т.н.э.) и Индонезии (7,2 %, 271,6 млн т.н.э.).

Тенденции изменения добычи угля за 11 лет практически повторяют таковые в сфере потребления: рост в странах АТР, Южной и Центральной Америки, падение в странах Северной Америки и Европы, почти без изменений в странах Ближнего Востока. Однако здесь следует отметить, что при сохранении потребления примерно на прежнем уровне, добыча угля также растет в странах Африки и СНГ, в том числе в России (+43,8 %, + 62,8 млн т.н.э.).

При этом по уровню подтвержденных запасов угля, по оценке British Petroleum [240, с. 36–40], Россия занимает второе место – ее доля составляет 15,5% (160,4 млрд т. из общего объема 1 035,0 млрд т) – после США (24,2%; 250,9 млрд т). Далее следуют Австралия (14,0 %, 144,8 млрд т), Китай (13,4 %, 138,8 млрд т) и Индия (9,4 %, 97,7 млрд т).

Следует отметить, что согласно долгосрочным прогнозам развития мировой энергетики [150, с. 134–138] мировое потребление угля продолжит увеличиваться на горизонте до 2040 г. Темпы роста потребления этого ресурса, однако, значительно сократятся – если за последние 15 лет среднегодовой прирост мирового потребления угля составлял 2,2%, то по прогнозу до 2040 года этот показатель снизится до 0,52%. Китай, сохраняя лидерство по объемам потребления угля в абсолютном выражении, на рассматриваемом горизонте начнет сокращать его потребление. При этом в целом АТР останется главным драйвером прироста мирового потребления угля – за счет увеличения объемов использования этого ресурса в других странах региона, в первую очередь Индии. Согласно прогнозу, в сфере добычи угля сохранятся текущие ключевые тенденции: продолжится сокращение добычи в странах Северной Америки и Европы на фоне ее значительного роста в странах АТР (с уточнением, что объемы добычи угля Китаем будут изменяться вслед за сокращением потребления, а в качестве основных стран, наращивающих добычу, предполагаются Индия и Австралия).

По оценке Минприроды России [126, с. 57–69], запасы угля Российской Федерации по категории АВС1+С2 составляют 274,6 млрд т, а прогнозные ресурсы – 1526,7 млрд т. Более половины российских запасов приходится на бурые угли; доля каменных – 43,5 %, включая более 18 % коксующихся; на высококачественные антрациты приходится чуть более 3 % запасов.

Крупнейшими в России угольными бассейнами [113, с. 13005] (запасы по категории ABC1+C2, млрд. т.) являются: Канско-Ачинский (118,2), Кузнецкий (69,3), Иркутский (12,2), Донецкий (9,7), Печорский (7,5) Южно-Якутский (7,3), Ленский (6,8) и Тунгусский (4,5). При этом запасы по категории ABC! разрабатываемых и подготавливаемых к эксплуатации месторождений оцениваются на уровне 111,0 млрд т.

На экспорт Россией поставляется свыше 40 % добываемого угля, 2/3 которого – каменные энергетические угли. Основные страны-импортеры российского угля – Великобритания, Китай, Южная Корея, Япония, Турция, Нидерланды, Польша, Тайвань, Германия, Латвия и др.

В Российской Арктике располагаются следующие угольные бассейны (запасы по категории ABC1+C2 + ресурсы по категории P1, млрд т): полностью Таймырский (0,1+0) и Яно-Омолыйский (0+0,9), практически полностью Печорский (7,5+0,4), а также частично Сосьвинско-Салехардский (1,4+0,3), Тунгусский (4,5+2,8), Ленский (6,8+32,5) и Зырянский (0,2+1,1).

Добыча угля на территории Российской Арктики ведется в Печорском и Таймырском угольных бассейнах. В Яно-Омолыйском добыча на текущий момент не начата, в Сосьвинско-Салехардском, Тунгусском, Ленском и Зырянском добыча за Северным полярным кругом не ведется.

В Печорском угольном бассейне добывается около 17 млн т каменного угля в год, а его потребителями являются предприятия европейской части России. Для транспортировки добываемого здесь угля используется железнодорожный транспорт [213, с. 88]. Таким образом, с точки зрения добычи этого ресурса в Российской Арктике для последующих экспортных поставок, в т.ч. морским путем, рассмотрению подлежит только Таймырский угольный бассейн, где добыча и экспорт угля начаты в 2016 г.

Фактическую разработку месторождений Таймырского угольного бассейна ведет созданная в 2014 г. ООО «Арктическая горная компания» (АГК) под управлением УК «ВостокУголь». По результатам первичных геолого-разведочных работ АГК заявила об обнаружении гигантских запасов угля – более 10 млрд т – расположенных в 50–70 км к югу от пгт Диксон в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края России. По заявлению компании, добыча этих запасов возможна открытым способом.

«Арктическая горная компания» в декабре 2014 года получила лицензию на разведку и добычу угля на лицензионном участке «Река Малая Лемберова» с прогнозными ресурсами антрацита марок SG (стандартное качество), HG (высокое качество), UHG (сверхвысокое качество) и S-UHG (т.н. «арктический карбон») до 600 млн т со сроком действия 7 лет (до декабря 2021 г.). Антрацит отличается от остальных видов угля высоким содержанием связанного углерода, низким содержанием примесей и высокая удельная теплота сгорания. Антрациты марки SG используются в энергетике, металлургии и в обрабатывающей промышленности. Антрациты марки UHG применяются в металлургии как заменитель кокса и коксовой мелочи, а также при производстве электродов, железорудного окатыша и агломератов железной руды. В металлургии и промышленности, в отличие от топливно-энергетического комплекса, предъявляются высокие требования к качеству антрацита, поэтому арктический карбон пользуется особым спросом.

Поставки добываемого угля планируются по Северному морскому пути в западном (страны Европы) и восточном (страны АТР) направлениях. По оценкам оператора проекта, себестоимость 1 т. антрацита составляет при поставках в Европу около USD 55 (добыча и доставка к терминалу USD 20, погрузка на судно USD 5, фрахт судна USD 20, ледокольная проводка USD 10) [48]. С учетом увеличения расстояния транспортировки угля в страны АТР, себестоимость 1 т антрацита увеличивается ориентировочно до USD 80. Следует отметить, что на мировых энергетических рынках уголь торгуется преимущественно по спотовым ценам, в связи с чем его стоимость значительно колеблется под влиянием многих факторов, включая погодные условия и сбои в поставках угля из конкретной страны. Учитывая среднегодовые цены на основных мировых рынках, отличителен установившийся в последние годы угольный спрэд между ценами в странах Европы и АТР. Так, в 2017 г. средняя рыночная цена 1 т. угля на рынках Северо-Западной Европы составила USD 84,51, в то время как в Японии – USD 96,02, а в Китае – USD 94,72. При этом высококачественный антрацит торгуется по более высоким ценам. Таким образом, добываемый в Таймырском угольном бассейне уголь является конкурентоспособным и не подвержен краткосрочным колебаниям цен на достаточно широком диапазоне их изменения.

Для освоения месторождений лицензионного участка «Река Малая Лемберова» АГК планирует строительство в районе морского порта Диксон угольного терминала «Чайка» мощностью более 10 млн. т. угля в год в 50 км от Диксона. Реализация проекта по строительству терминала запланирована на 2016–2020 гг. Для выполнения отгрузок антрацита уже построен временный причал. Строительство терминала ведется с 2017 г., выполняется завоз строительных грузов для строительства грузового причала терминала. Строительство нового причала выполняется по уникальной запатентованной технологии, которая обеспечит устойчивость конструкции к ледовым нагрузкам. После ввода в эксплуатацию на терминале будет обеспечена возможность выполнения всех видов требуемых работ и операций: прием 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 проч.

Вывод терминала на проектную мощность (к концу 2019 г.) ведется этапами с достижением промежуточных мощностей 2,5–3,5 млн т в 2017 г. и 5–7 млн т в 2018 г. Общая сумма инвестиций в строительство терминала оценивается на уровне свыше USD 100 млн. По заверениям АГК, реализация проекта имеет стратегическое значение для освоения Таймырского полуострова и его социально-экономического развития, а также окажет непосредственное влияние на развитие всего Красноярского края. В результате реализации проекта будет создана новая инфраструктура (как связанная непосредственно с отгрузкой и морской транспортировкой угля, так и собственно обслуживающая береговая инфраструктура) и новые рабочие места (по оценкам компании численность населения Диксона вырастет до 1500–2000 человек с текущих 600), а также будет обеспечен значительный рост налоговых поступлений в бюджетную систему России.

В 2017 г. отгрузки АГК составили 1 млн т антрацита, в 2018 г. – 2,5 млн т, в плане на 2019 г. увеличение отгрузки до 5 млн т, а на 2020 г. – до 10 млн т. В

дальнейшем компания планирует увеличивать добычу угля на 5 млн т ежегодно и достичь к 2024–2025 гг. объем в 30 млн т. Для обеспечения отгрузки указанного объема антрацита планируется строительство второго угольного терминала «Бухта Север» мощностью более 10 млн т, расположенного неподалеку от терминала «Чайка». Общая стоимость проекта с учетом строительства двух угольных терминалов оценивается на уровне более USD 250 млн. Следует отметить, что проект реализуется без привлечения бюджетных средств.

На сегодняшний день на лицензионном участке открыты два месторождения – «Малолемберовское» (в декабре 2016 г.) и «Лемберовское» (в 2017 г.). На первом из них уже ведется добыча антрацита, для чего получена лицензия со сроком действия 20 лет (с мая 2017 по апрель 2037 гг.). Добыча антрацита на месторождении «Малолемберовское» начата еще в 2016 г. в соответствии с лицензией, полученной в декабре 2014 г. Однако в апреле 2017 г. Росприроднадзор на основании результатов проверки прокуратуры Таймырского района Красноярского края заявил, что АГК начала добычу без утвержденной проектной документации, и потребовал возмещения причиненного недрам вреда в размере 2,1 млрд. руб. Действие выданной в декабре 2014 г. лицензии было приостановлено. АГК, не оспаривая факт нарушения законодательства, обратилась в суд, не согласившись с порядком расчета суммы штрафа. Позже Росприроднадзор выполнил перерасчет и снизил штраф до 954 млн. руб. Однако АГК продолжает судебное разбирательство, и в настоящее время предложила Росприроднадзору заключить мировое соглашение с условиями еще более серьезного снижения штрафа (до 429,1 млн. руб.), а также предоставления десятилетней рассрочки на его выплату.

В 2018 г. АГК подала заявку в ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» на утверждение запасов антрацита в объеме около 100 млн т. Утверждение этого объема запасов позволит компании продолжить реализацию проекта в полном объеме.

Еще одним перспективным проектом является проект разработки Сырадасайского месторождения, расположенного в 105–120 км юго-восточнее пгт Диксон в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края России. Оператор проекта – созданная в 2008 г. ПАО «ГМК «Норильский никель» компания ООО «Северная звезда», в апреле того же года получившая лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу угля со сроком действия более 25 лет (до декабря 2033 г.). Реализация проекта планировалась совместно с австралийской BHP Billiton.

По предварительным оценкам запасы Сырадасайского месторождения составляют 5 млрд т каменных углей марки Ж (Жирные). Добыча основного объема угля возможна открытым способом. Планировалось в течение 3–5 лет выполнить геолого-разведочные работы, после чего разработать детальное ТЭО проекта. Добыча должна была составить 8 млн т угля ежегодно на первом этапе проекта, а после выхода на проектную мощность – 15 млн т. Вывоз угля планировался морским путем по Северному морскому пути. По заявлениям Норникеля, стоимость проекта оценивалась в USD 1,5 млрд.

По состоянию на текущий момент ООО «Северная звезда» принадлежит инвестиционной группе AEON, занимающейся развитием проблемных проектов и их выводом на рентабельный уровень. К освоению месторождения, уточненная оценка запасов которого находится на уровне 5,7 млрд т, оператор

готовится приступить с 2019 г. Проектом предусматривается организация добычи каменного угля в объеме 10 млн т/год со строительством обогатительной фабрики, а также создание морского порта и железной дороги к нему протяженностью около 120 км.

С учетом состояния железнодорожной сети в арктических регионах России и дороговизны использования этого вида транспорта (ввиду удаленности месторождений от основных экспортных потребителей продукции), обоими проектами, как уже было отмечено, предусматривается использование морской доставки угля по Северному морскому пути.

В рамках проекта АГК к причалу терминалов «Чайка» и «Бухта Север» планируется ставить под погрузку суда типа СН-40 (балкеры типоразмера Handymax) и СН-70 (балкеры типоразмера Panamax). Для обеспечения круглогодичной отгрузки антрацита предполагается, что суда будут иметь класс ледового усиления Arc4 (по российской классификации), что позволит им ходить в акватории Северного морского пути самостоятельно в летне-осенний период, и под проводкой ледокола в зимне-весеннюю навигацию. Традиционно дедвейт судов типоразмера Handymax находится в диапазоне от 35 до 60 тыс. т, а типоразмера Panamax – от 60 до 80 тыс. т. При этом следует отметить, что строящийся причал рассчитан на погрузку антрацита на суда дедвейтом до 76 тыс. т. В рамках схемы отгрузки антрацита в зимне-весенний период, учитывая сложные природно-климатические условия Арктики, предполагается швартовать к причалу сразу по два балкера для одновременной погрузки.

Для транспортировки угля АГК в декабре 2015 г. заключила долгосрочный договор с ОАО «Мурманское морское пароходство» сроком на 5 лет и общей стоимостью около USD 600 млн. В мае 2016 г. была выполнена первая отгрузка около 20 тыс. т антрацита на сухогруз «Поморье» для его поставки в Северную Европу. Однако в октябре 2016 г. АГК заявило о расторжении договора, поскольку посчитала стоимость оказания услуг ОАО «ММП» завышенной. Стороны обратились в суд: ОАО «ММП» требовало оплатить половину стоимости фрахта по договору в соответствии с положениями КТМ РФ (почти USD 300 млн), а АГК – возврата ранее оплаченного аванса в размере 359,4 млн руб. и процентов за пользование чужими денежными средствами в размере 28,6 млн руб. Суд признал факт расторжения АГК договора в одностороннем порядке и, по итогам рассмотрения дела, постановил отказать АГК в удовлетворении иска, а иск ОАО «ММП» удовлетворить частично в сумме USD 13,4 млн.

После разрыва договора с ОАО «ММП» АГК подписала протокол о долгосрочном сотрудничестве с датской Nordic Bulk Carriers A/S, по которому предполагается фрахт судов типоразмера Panamax (дедвейт около 76 тыс. т) с ледовым усилением A1 (Arc4 по российской классификации). При этом до момента завершения строительства нового причала угольного терминала «Чайка» во фрахт должны передаваться суда типоразмера Handymax (дедвейт 43,7 тыс. т) с ледовым усилением A1 (Arc4 по российской классификации) Nordic Bothnia и Nordic Barents. Отгрузки угля в 2017 – начале 2018 гг. выполнялись на эти два балкера с его последующей поставкой в страны Европы.

В планах АГК совместное с Nordic Bulk Carriers расширение флота балкеров типоразмера Panamax. Предполагается строительство 10-15 судов с классом ледового усиления Arc4 стоимостью около USD 30 млн. каждое, т.е.

общая стоимость строительства флота достигает USD 450 млн. Сумма этих инвестиций проекта требуется сверх рассмотренных ранее USD 250 млн на строительство инфраструктуры проекта, т.о. общая стоимость проекта в случае принятия решения о строительстве судов превысит USD 700 млн.

Учитывая актуальные тенденции изменения законодательства (в конце 2017 г. принят закон, устанавливающий с 30 декабря 2018 г. исключительное право судов под флагом Российской Федерации на морские перевозки углеводородов в акватории Северного морского пути [121, пп. 2 п. 3]; в 2018 г. Минпромторг России подготовил законопроект об установлении с 1 января 2019 г. приоритетного права выполнения таких перевозок судами, построенными на отечественных судостроительных верфях), АГК следует рассмотреть варианты строительства флота балкеров на российской верфи (например, на активно развивающемся АО «Дальневосточный завод «Звезда»).

При этом в структуре финансирования планируется вложение 15 % собственных средств АГК, а остальная сумма – лизинг у японской финансовой организации. Структура и доли владения флотом будут прорабатываться дополнительно. На текущий момент рассматривается как создание совместного SPV, так и 100 %-е владение судов АГК с их передачей в управление Nordic Bulk Carriers. Окупаемость судов планируется достичь за 10 лет.

Рассчитаем максимальный объем грузопотока, который может быть обеспечен 15 балкерами типоразмера Рапатах дедвейтом 76 тыс. т. Проектом предполагается поставка антрацита в страны Европы и АТР в пропорции 60 % к 40% соответственно. Тогда для поставок в страны Европы будут использоваться 9 судов, а в страны АТР – 6 судов. Средний срок кругового рейса с учетом времени, отведенного на погрузку/разгрузку, и средней скорости балкера 18 узлов составляет: в страны Европы – 18 сут., в страны АТР – 28 сут. Следовательно, среднее количество круговых рейсов судна, выполняющего поставки в страны Европы, составит 20 ед., а в страны АТР – 13 ед. Таким образом, в страны Европы за год может быть совершено 180 круговых рейсов, в страны АТР – 78 круговых рейсов, итого 258 ед. С учетом дедвейта каждого балкера, общий объем вывоза антрацита за один год оценивается на уровне 19,6 млн. т. Для вывоза антрацита в объеме проектной мощности угольного терминала «Чайка» (10 млн т) потребуется чуть более половины планируемого к строительству флота – 8 балкеров. Соответственно, в условиях заявленных планов по перспективному увеличению отгрузки антрацита до 30 млн т впоследствии потребуются принятие решения об увеличении количества фрахтуемых судов, либо дополнительном расширении флота балкеров.

Для обеспечения круглогодичной отгрузки угля, помимо использования балкеров с классом ледового усиления Arc4, в зимне-весенний период требуется ледокольное обеспечение проекта.

С этой целью УК «ВостокУголь» заключило с ФГУП «Атомфлот» совместное с АО «Атомредметзолото» соглашение «О сотрудничестве в области комплексного освоения Арктической зоны Российской Федерации» в ходе IV Международного арктического форума «Арктика – территория диалога», прошедшего 29–30 марта 2017 г. в г. Архангельск.

Поставки антрацита в страны Европы в 2017 – начале 2018 гг. на балкерах Nordic Bothnia и Nordic Barents в зимне-весенний период выполнялись с привлечением мелкосидящих атомных ледоколов «Таймыр» и «Вайгач»

(оператор – ФГУП «Атомфлот»). С учетом класса ледового усиления балкеров Arc4, формирование ледоколами канала для последующего самостоятельного движения судов недостаточно, поэтому ледокольное обеспечение вывоза угля проекта подразумевает выполнение ледокольной проводки каждого судна от терминала «Чайка» до кромки льда в Карском море. Учитывая прогнозы наступления очередного периода похолодания в Арктике [214, с. 46–47], что окажет непосредственное влияние на ледовую обстановку в арктических морях, необходимость ледового обеспечения вывоза угля морским путем в акватории Северного морского пути в дальнейшем сохранится.

Впоследствии, учитывая выработку назначенного ресурса действующих мелкосидящих атомных ледоколов «Таймыр» и «Вайгач», а также строительство серии их трех универсальных атомных ледоколов проекта 22220 «Арктика», «Сибирь» и «Урал» с изменяемой осадкой [104, с. 43–44], оказание ледокольных услуг, по мере вывода из эксплуатации действующих атомных ледоколов, будет продолжено новыми судами, введение в эксплуатацию которых ожидается в 2019, 2020 и 2021 гг. соответственно.

Наиболее крупным портом, отгружающим уголь на экспорт через специализированный терминал, является Мурманск. Кроме того, в окрестностях Мурманска ведётся строительство нового угольного терминала «Лавна». После завершения строительства нового угольного терминала экспорт угля из Мурманска может увеличиться почти в два раза, превысив 25 млн. т в год. Первую очередь терминала мощностью 9 млн. т планируется запустить в конце 2019 г., вторую и третью – в 2021 и 2023 гг. соответственно.

За последние годы контроль над Мурманским морским торговым портом значительно укрепила Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК). Уголь доставляется по железной дороге с принадлежащих СУЭК угольных месторождений в Кузбассе. СУЭК является крупнейшим производителем угля в России и одним из десяти крупнейших в мире.

Крупное месторождение высококачественных углей – антрацитов открыто в 2016 г. на полуострове Таймыр в средней части Северного морского пути. Проект по добыче угля на Таймыре осуществляет ООО «Управляющая компания «ВостокУголь». Прогнозные ресурсы на лицензионном участке компании «Река Малая Лемберова» на Тайбассе (Таймырский угольный бассейн) составляют до 600 млн. т антрацита. Добычу антрацита начнет «Арктическая горная компания», которая находится под управлением УК «ВостокУголь». К 2030 г. здесь может добываться до 25–30 млн. т угля в год. Вывоз угля будет производиться со строящегося угольного терминала «Чайка» проектной мощностью 10 млн. т угля в год; терминал расположен южнее порта Диксон. Кроме того, компания планирует построить второй терминал в 20 км к югу в бухте Север с тем, чтобы к 2025 г. отгружать с двух терминалов до 30 млн. т угля в год.

В октябре 2018 г. аффилированная с УК «ВостокУголь» компания «Сибантрацит Оверсиз АГ» подписала с ОАО «Мурманское морское пароходство» договор на перевозку угля сроком на 5 лет. В рамках данного договора планируется осуществлять перевозки крупных партий антрацита, добываемого на Таймыре, из порта Диксон в Европу. В рамках договора объем судовых партий запланирован от 20 до 100 тыс. т, начало перевозок – 2019 г. На перевозках этих грузов будет задействована значительная часть судов ММП.

Проводку судов будут осуществлять ледоколы ФГУП «Атомфлот». Данный проект станет одним из самых масштабных в Арктике.

Ранее УК «ВостокУголь» рассматривала возможность строительства собственного флота для перевозок угля. При этом потребность в собственном флоте в перспективе до 2022 г. оценивалась примерно в 15 балкеров типоразмера «Рампах» усиленного ледового класса Arc4 или Arc5. На первом этапе предполагалось заложить одновременно 5–6 судов. «ВостокУголь» планировал выбрать партнеров по данному проекту, а также определить проектировщика и судостроительные верфи. В дальнейшем «ВостокУголь» рассматривал варианты самостоятельного управления новым флотом или передачу флота в управление судоходной компании. Собственные инвестиции в создание флота оценивались в 10–20 %, остальные – заемные. Компания «ВостокУголь» была создана в 2012 г., под ее управлением находятся предприятия «Разрез Восточный» (добыча антрацитов в Новосибирской области) и «Разрез Кийзасский» (добыча энергетического угля в Кемеровской области) – один из лидеров региона по темпам роста ежегодной добычи угля. Все предприятия компании запущены «с нуля».

Первая пробная отправка 20 тыс. т антрацита была осуществлена в 2016 г. балкером ММП «Поморье» в один из портов Европы. В 2017 и 2018 гг. перевозки выполнялись на зафрахтованных балкерах иностранных судовладельцев, в частности, судами одного проекта «Nordic Bothnia» и «Nordic Barents» (рис. 2.9.) датской компании Nordic Bulk Carriers A/S.



Рис. 2.9. Проводка балкера «Nordic Barents» к причалу «Чайка»
(alex-lw-65 Скрыбин Александр Витальевич)

Балкеры «Nordic Bothnia» и «Nordic Barents» построены в Южной Корее на верфи Daewoo Heavy Industries Ltd в 1995 г. Дедвейт порядка 43,7 тыс. т, Arc4, скорость – 15,6 узла, длина наибольшая – 190,00 м, ширина – 30,50 м, высота борта – 16,60 м, осадка – 11,52 м.

Таким образом, выявляются следующие перспективы освоения месторождений угля.

1. Мировое потребление угля стабильно увеличивается за последние десятилетия, несмотря на увеличение потребления более экологически чистого природного газа.

2. Уголь «АГК» является конкурентоспособным на мировых энергетических рынках, особенно в Северной Европе, несмотря на удаленность арктических месторождений.

3. Развитие проектов по добыче и последующему экспорту угля Таймырского угольного бассейна будет способствовать комплексному развитию судоходства в акватории Северного морского пути и развитию атомного ледокольного флота.

4. В условиях заявленных планов по перспективному увеличению отгрузки антрацита до 30 млн т впоследствии потребуются принятие решения об увеличении количества фрахтуемых судов, либо дополнительном расширении флота балкеров.

5. Учитывая прогнозы ледовой обстановки в арктических морях, необходимость ледового обеспечения вывоза угля морским путем в акватории Северного морского пути в дальнейшем сохранится.

6. Учитывая актуальные тенденции изменения законодательства, АГК следует рассмотреть варианты строительства флота балкеров на российской верфи, например, на активно развивающемся АО «Дальневосточный завод «Звезда».

2.3. Развитие отечественного судостроения для модернизации арктических коммуникаций

Решение стратегической задачи повышения конкурентоспособности современной России происходит в условиях повышенного внимания мирового сообщества к освоению морского пространства. На побережье мирового океана живет половина населения нашей планеты и сосредоточено более половины всего мирового промышленного потенциала. Основная международная торговля также осуществляется через море.

Решение задач социально-экономического развития страны, обеспечение надежности и эффективности международных связей России требуют особого внимания к Северному Ледовитому океану и арктическим морям. Для использования Арктики в качестве стратегической ресурсной базы страны, сохранения ее в качестве зоны мира и сотрудничества, сбережения уникальных экологических систем и использования Северного морского пути в качестве единой транспортной коммуникации России в Арктике необходимо развитие флота, как военного, так и гражданского [39, с. 17–21]. Такой подход позволяет сочетать эффективную морскую деятельность и рациональное природопользование [168, с. 58–63], в том числе на основных транспортных магистралях, например, в акватории Северного морского пути [5, с. 88–94].

Актуальность проблемы развития морской деятельности и поддержания в мобильном эксплуатационном состоянии кораблей и судов военно-морского флота в Арктическом регионе весьма высока. Это связано в немалой степени и с

тем, что Северный морской путь в настоящее время все больше показывает свою уникальность, меняет баланс не только в перевозке углеводородов, но и в целом в мировой транспортной политике. На самом деле, месторождения всех природных ресурсов северного шельфа, которые составляют около 30 % всех мировых запасов, на многие годы смогут обеспечить, практически, все мировое производство на многие десятилетия.

До недавнего времени главным сосредоточием мировых экономических, политических и военных интересов был Ближний Восток. Сегодня специалисты обоснованно считают, что данная парадигма в ближайшей перспективе сменится на другую. Акцент мирового внимания объективно смещается в Арктику.

Арктика объявлена стратегически важным объектом для НАТО. Стратегическими документами США, влияющими на процесс милитаризации Арктического региона, являются американские президентские директивы по национальной безопасности под номерами 25 и 66, а также «Совместная стратегия для морской державы XXI века» [147, с. 35–37].

Эта позиция была поддержана руководством Евросоюза. За последние пять лет военный контингент западных арктических стран был увеличен в десять раз, в то время как общее количество военно-морских сил и средств России в Арктике постоянно снижается. Здесь актуальным становится обеспечение регионального присутствия России в Арктике с позиций согласования военной (оборонной) и экономической морской деятельности [172, с. 84–89].

Экономическое и геополитическое присутствие в Арктике также входит в число национальных интересов Китая. В последние годы в этой стране создается мощная база для проведения полярных экспедиций: перестраивают порт приписки ледокола «Снежный Дракон» в Шанхае, строятся хранилища для полярного льда и пр. Китай неуклонно стремится создать в ближайшем будущем свой ледокольный флот.

В долгосрочной перспективе Арктический регион может стать «ареной боевых действий» между Западом, Китаем и Россией. Интерес к региону проявляют также Япония, Корея и другие страны [147, с. 35–37].

Однако современное состояние арктического флота России характеризуется сокращением количества судов в эксплуатации в результате их активного старения и незначительного пополнения судами новой постройки. Кроме этого отсутствуют необходимые финансовые возможности и экономические стимулы для заказа судов на отечественных верфях. Все это снижает уровень безопасности мореплавания и увеличивает количество экологических проблем.

Система эффективного и качественного судостроения и судоремонта в военно-морском флоте позволит не только повысить техническое состояние отечественного военного флота, но и обеспечить сокращение продолжительности, снижение трудоемкости и стоимости судостроительных и судоремонтных работ.

Для обеспечения российского флота современными судами новых поколений необходимо иметь собственное конкурентоспособное судостроение. Несмотря на множество имеющихся современных проблем, отечественное судостроение продолжает оставаться одной из немногих отраслей, продукция которых обладает высоким научно-техническим и производственным потенциалом. Интерес отечественных и иностранных заказчиков к строительству судов в России

объясняется пока сохраняющейся конкурентоспособностью ряда отечественных верфей, способных строить высокотехнологичные суда с приемлемым качеством и ценами.

По уровню технической и технологической оснащенности, а также экономической эффективности отечественные предприятия не в состоянии конкурировать с лидерами мирового судостроения.

Это объясняется, во-первых, научно-техническим отставанием России от промышленно развитых стран мира и продолжающимся, несмотря на предпринимаемые в последнее время меры, ослаблением научно-технического и технологического потенциала судостроения, снижением конкурентоспособности отрасли из-за недостатка инвестиций в разработку наукоемких морских и судостроительных технологий. И, во-вторых, моральным и физическим старением основного технологического оборудования отечественных судостроительных и судоремонтных предприятий.

Кроме того, следует отметить такие факторы, как существенное отставание уровня технологии и организации работ по сравнению с зарубежными передовыми предприятиями, недостаточную загрузку производственных мощностей судостроительных и судоремонтных предприятий, а также острую нехватку и старение квалифицированного судостроительного и ремонтного персонала; при этом очевидно отсутствие необходимых средств на содержание и обновление основных производственных фондов, износ которых по отрасли находится в запредельном состоянии. Особо выделяются действующие условия кредитования строительства судов, размеры таможенных пошлин на комплектующее оборудование и система налогообложения в России, приводящие к дополнительному увеличению стоимости судов на 25% и более [176, с. 76–81].

Одной из основных причин отставания отечественного судостроения и судоремонта, кроме чрезвычайной изношенности основных фондов, дефицита квалифицированных кадров, является отсутствие механизма для привлечения необходимых финансовых средств. Без инвестиций невозможно решить стоящие перед отечественным судостроением и судоремонтом задачи. А финансовые инструменты, подобные зарубежным – кредиты под 6-8% годовых на 10 и более лет, в размере 80% от цены судна и под его залог – остаются несбыточной мечтой [174, с. 45–47].

Промедление в решении указанных проблем на протяжении многих лет – это серьезный недостаток в системе государственного управления, так как в условиях жесткой конкурентной борьбы на Мировом рынке ведущие судостроительные страны, в том числе США, Китай, Корея, страны Европейского сообщества наметили новые программы и осуществляют комплексные меры поддержки развития своих национальных судостроительных отраслей. В настоящее время, после вступления нашей страны в ВТО, эти защитные меры принять и реализовать для отечественного судостроения и судоремонта уже значительно сложнее.

Необходимо вернуть утерянное: управление, технологии, кадры. Ниша судоремонта уже прочно занята другими странами (например, Китаем, Кореей, Финляндией и др.), где себестоимость услуг ниже, сроки в два-три раза меньше отечественных, а качество судоремонта выше. Необходимо обеспечивать государственную поддержку ремонтно-восстановительных работ, развивать предпринимательство в сфере судоремонта, готовить квалифицированные кадры.

В ведущих странах мира осуществляется переход к качественному обновлению технологической базы на основе биотехнологий, нанотехнологий, информационных и коммуникационных технологий, энергосбережения. Возрастают экологические требования к технологическим системам и организации производства.

В настоящее время ужесточаются требования к оборудованию кораблей и судов, пунктам их временного и постоянного базирования, портовых комплексов, в частности, к обеспечению их работоспособности в нештатных ситуациях, универсальности, модульности построения, надежности, качества, безопасности, снижения стоимости. Этим требованиям, как показал опыт последних лет, принципиально могут удовлетворять только средства, созданные с использованием современных инновационных технологий на всех этапах их разработки и производства.

С целью повышения конкурентоспособности российского судостроения в мире и обеспечения частичного удовлетворения потребностей государства и отечественного в современной продукции судостроения принята (распоряжение Правительства РФ от 24.12.2012 № 2514-р) Государственная программа Российской Федерации развития судостроения на 2013-2030 годы. Ответственным исполнителем программы является Минпромторг РФ.

Эксплуатация кораблей и судов, в рамках которой проводятся мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту (ТОР), имеет наибольшее значение среди этапов жизненного цикла создания и владения судна (корабля) как по длительности, так и по стоимости. По оценкам специалистов, расчетное время создания корабля составляет около 10 лет, период эксплуатации до возможных операций реновации – около 30 лет, а стоимость этапа ТОР составляет от 50 до 70 % стоимости создания и владения [112, с. 39–41].

Повысить техническое состояние флота позволяет система качественного судоремонта, которая обеспечивает сокращение продолжительности, снижение трудоемкости и стоимости ремонтных работ. При организации судоремонта необходимо учитывать следующие основные особенности этого вида деятельности [178, с. 86–91]:

- производственная база судоремонта требует большого разнообразия технологического оборудования и материалов;

- судоремонт органически связан с качеством технического обслуживания судов в эксплуатации;

- для работы на судоремонтных предприятиях требуется производственный и инженерно-технический персонал высокой квалификации, обладающий знаниями в области организации эксплуатации флота.

Система качественного судоремонта позволяет уменьшить внеэксплуатационный период и суммарные затраты на техническую эксплуатацию флота, обеспечить установленный уровень качества отремонтированного оборудования с целью снижения эксплуатационных расходов, освоение ремонта новых кораблей, судов и судовых технических средств, их модернизацию и др.

Проблемой повышения эффективности и качества функционирования системы ТОР в настоящее время занимаются многие отечественные ученые и практики, при этом, следует подчеркнуть, что здесь основным является повышение ремонтпригодности корабля (судна).

Ремонтопригодность корабля, составных частей и комплектующих изделий – это приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений для поддержания и восстановления работоспособного состояния путем проведения ТОР (ГОСТ Р 53480-2009). В количественном отношении ремонтопригодность кораблей оценивается, прежде всего, такими показателями, как трудоемкость, продолжительность, стоимость ремонта. Чем ниже эти показатели в количественном исчислении, тем ремонтопригодность корабля выше. В настоящее время ремонтопригодность кораблей очень низка, значительно уступает достигнутому в мировой практике показателям. Причины этого заключаются в следующем: а) стремлением заказчика и проектанта уменьшить водоизмещение корабля и судов для улучшения тактико-технических данных. Это приводит к большой затесненности основных помещений, труднодоступности при эксплуатации и б) низкой долговечностью комплектующих изделий, применяемых в проектах и др. Для устранения этих причин необходимо обязательно устанавливать конкретные требования ремонтопригодности в ТТЗ, исключить случаи сокращения выпускаемых документов от перечня проектно-конструкторских документов, проводить экспертизу надежности по каждому вновь создаваемому кораблю.

Другим направлением повышения качества проведения ТОР является обеспечение необходимой ремонтной документацией. Обеспеченность кораблей и судов ремонтно-технической документацией сегодня составляет не более 50 %. При отсутствии ремонтной документации проведение ремонтных работ приводит к неоправданному завышению материальных и трудовых затрат, увеличению сроков работ и стоимости.

Важным направлением работ является обеспечение подготовки производства судоремонтного предприятия. Подготовка производства заключается в создании на предприятии условий, обеспечивающих выполнение работ в заданном объеме, в установленные сроки и с заданным уровнем качества. Опыт показывает, что судоремонт, соответствующий современным требованиям, способны выполнить только специализированные предприятия. Подготовка производства этих предприятий зачастую не предусматривается. Увеличение доли единственных исполнителей при выполнении ГОЗ по номенклатуре ВМФ с заключением трехлетних контрактов не решает вопросов перспективной и предварительной подготовки производства.

Одной из проблем является отсутствие в нашей стране органов, определяющих и координирующих техническую политику в области судоремонта. В ходе длительного реформирования сформирована структура, объединяющая в своем составе многие проектные, конструкторско-технологические, судостроительные и судоремонтные мощности государства. Представляется целесообразным организовать на этой базе орган, определяющий и координирующий техническую политику в области судоремонта.

Наконец, необходимо решение вопросов функционирования системы ТОР. В ВМФ нормативно-техническое обеспечение ТОР определяется более, чем 120 документами федерального законодательства, постановлениями правительства, которые безупречны, но не увязаны организационно и технически с конкретным кораблем и между собой.

Поэтому система ТОР документально не оформлена и работает неэффективно. В гражданском судовладении, благодаря роли классификационных

обществ (Морскому Регистру судостроения, Речному Регистру), большинство этих проблем решено и документально оформлено.

Поэтому необходимо разработать единую систему (документ) по ТООР кораблей и судов ВМФ, находящихся в эксплуатации, а также проанализировать возможности применения в ВМФ отдельных документов Морского и Речного Регистров.

Одним из основных направлений повышения эффективности судостроения и судоремонта являются выявление резервов и планомерные работы по снижению затрат труда и других ресурсов.

Решается это путем совершенствования организации труда в управленческом процессе. Система организации труда в судостроении и судоремонте с постоянно действующим контролем над производством на основе нормирования труда позволяют добиваться эффекта в снижении трудовых затрат и увеличении операционной прибыли за счет снижения издержек производства.

Для решения этих задач в 2010 г. в составе ОАО «Центр технологии судостроения и судоремонта» (ЦТСС) был образован научно-технический центр ценообразования, трудоемкости строительства и ремонта кораблей и судов «РУМБ» [72, с. 67–68].

С момента создания этот центр развивается как орган для проведения экспертизы трудоемкости и цен в кораблестроении, а также разработки нормативно-методических документов по ценообразованию, трудоемкости и нормированию труда.

В 2013 г. во исполнение поручения Президента РФ о пересмотре цен действующих контрактов на строительство и ремонт кораблей центр был привлечен к проведению экспертиз расчетов трудоемкостей и цен. Так, по результатам этих экспертиз были установлены новые цены на корабли, строительство и ремонт которых выполняют ОАО СЗ «Северная верфь», ОАО ЦС «Звездочка», ОАО ПСЗ «Янтарь», ОАО «Средне-Невский судостроительный завод», ОАО «Адмиралтейские верфи», ОАО «Амурский судостроительный завод».

В целях развития данного направления работы в отрасли решением министра промышленности и торговли РФ от 2 апреля 2014 г. ОАО «ЦТСС» определяется как ведущая организация судостроительной промышленности по информационно-аналитическому и нормативному обеспечению в области ценообразования, трудоемкости и нормирования труда в судостроительной промышленности, ведения соответствующих баз данных, а также технико-экономических экспертиз цен при разработке, производстве, ремонте, сервисном обслуживании и утилизации кораблей и судов.

Важное место в конкурентной борьбе занимает постоянное улучшение качества судоремонта. Предприятия развитых стран уже достаточно давно стали активно использовать международные стандарты, соответствие которым рассматривается как гарантия того, что поставщик способен выполнить условия контракта и обеспечить стабильное качество продукции. Многие судостроительные и судоремонтные предприятия имеют системы качества, соответствующие международным стандартам. Необходимо отметить, что простое копирование зарубежного и передового отечественного опыта результата не даст. Сила компаний, внедряющих в свою систему менеджмента качества современные новшества не в конкретных методах производства, а в системном эффекте, основанном на процессном подходе.

Более десяти лет назад было положено начало документальному оформлению отмены действовавшей системы плановых заводских ремонтов, в этот же период произошли существенные изменения в органах управления эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтом кораблей и судов ВМФ.

С переходом от системы плановых заводских ремонтов корабельной техники появился термин «восстановление технической готовности» (ВТГ). Технической готовностью судоремонтное предприятие традиционно обозначало объем выполненных работ от объема заявленных. Единицей измерения в этом случае были проценты. Сегодня ВТГ определяется уже как устанавливаемый вид ремонта. Результатом этого нововведения стало возможно одной стороне «что-то заказать», а другой стороне «что-то сделать».

Состав работ, нормативные (проектные) трудоемкость и сроки выполнения работ, восстановление ресурса при ВТГ в отличие от любого вида ремонта нигде не определены. Этим, в частности, объясняются проблемы при согласовании цен и сроков ВТГ между Министерством обороны России и Исполнителями.

Развитие этих новаций нашло отражение в процедуре продления межремонтных сроков (МРС) и полных сроков службы, как отдельных изделий, так и кораблей и судов в целом.

ГОСТ РВ 15.702 устанавливает процедуру продления назначенных показателей долговечности военной техники. Назначенные показатели – это те показатели, после достижения конечных значений которых, техника должна выводиться из эксплуатации независимо от ее технического состояния, даже если она полностью исправна. Для остальной техники стандартами предписано устанавливать «обычные» ресурс и срок службы (и то не всегда), которые не требуют автоматического прекращения эксплуатации после достижения конечных значений. Более того, для изделий обычного назначения рекомендуется устанавливать средний ресурс и средний срок службы, т.е. этим величинам придается ориентировочное значение.

На этапе создания техники надежность, видимо, представляется как нечто виртуальное. Поэтому нередко в тактико-техническом задании (ТТЗ) необоснованно прописываются назначенные, а не обычные показатели надежности, которые автоматически переносятся в технические условия (ТУ) на проект.

Решения о продлении показателей долговечности сегодня принимаются по результатам освидетельствования. Для кораблей и судов ВМФ не существует нормативной базы, которая устанавливала бы организацию, виды, объемы и периодичность их освидетельствования. Разработка такой нормативной базы – это чрезвычайно сложная задача. Необходимо изучить опыт гражданского флота в этой области, рассмотреть, насколько здесь можно использовать опыт и документы Российского Морского регистра судоходства.

В отличие от ВМФ освидетельствование гражданского морского флота осуществляется в течение всего периода эксплуатации судов, а не только по истечении сроков службы, с возрастом изменяются лишь периодичность и объемы освидетельствования. Такая практика представляется достаточно разумной. Для выполнения данных условий необходимо создание независимого от судовладельца (ВМФ) органа надзора за техническим состоянием кораблей и

судов ВМФ или делегирование этих полномочий Государственному Морскому Регистру судоходства.

Другая проблема – неоднозначность терминологии (например, понятия «сервисное обслуживание»). Опыт свидетельствует, что термины, используемые всеми сторонами ТОР, должны иметь абсолютно однозначный смысл. Особенно в настоящее время, т.к. в условиях перманентной реорганизации органов военного управления и взаимоотношений с промышленностью общепринятые и даже стандартизированные понятия воспринимаются и трактуются разными сторонами по-своему.

Система технического обслуживания и ремонта кораблей ВМФ как «совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему» (ГОСТ 18322-78), в нормативных документах ВМФ в настоящее время не регламентирована [111, с. 29–30].

По плану стандартизации ОАО «51 Центральный конструкторско-технологический институт судоремонта» (ОАО «51 ЦКТИС») приступило к разработке ряда государственных и отраслевых военных стандартов, относящихся к системе ТОР кораблей, в том числе государственного военного стандарта (ГОСТ РВ) «Корабли и суда ВМФ. Система технического обслуживания и ремонта. Основные положения».

Прослеживается устойчивая тенденция переноса центра тяжести с плановых заводских ремонтов всех видов техники на более углубленное (и более затратное) систематическое техническое обслуживание. Для кораблей ВМФ эта тенденция представляется приемлемой и экономически оправданной. Более качественное техническое обслуживание, особенно систематический мониторинг технического состояния, должны привести к сокращению объемов ремонта кораблей и увеличению межремонтных периодов. В полной мере это можно отнести только к кораблям, спроектированным под эту систему ТОР.

Оптимальным представляется такой проект корабля, у которого совпадают межремонтные сроки корабля и сроки службы образцов вооружения (по моральному износу). Для кораблей, находящихся в эксплуатации с истекшими межремонтными сроками и изношенной материальной частью, усиленное техническое обслуживание не решает проблемы.

Во всем мире распространена система закрепления за изготовителем (судостроительным предприятием) ТОР на весь жизненный цикл проекта. Фирма-поставщик создает свои или обеспечивает и аттестует дилерские сервисные центры, которые выполняют в полном объеме ТОР изделий фирмы. Продолжительное существование сервисных центров подтверждает их экономическую эффективность. Но следует учитывать, что, как правило, сервисные центры обслуживают изделия крупносерийного и массового производства с использованием специального оборудования и оснастки. Судостроительному предприятию создать сервисные центры на флотах, по крайней мере, затруднительно: требуются большие материальные затраты, которые при практически единичной постройке кораблей не окупаются. Идеи сервисных центров вполне применимы и к предприятиям-изготовителям комплектующих изделий. Впрочем, в создании сервисных центров нет необходимости. На всех флотах сохранились еще судоремонтные заводы,

способные в полной мере выполнять ТОР кораблей. В отличие от судостроительных предприятий и предприятий-изготовителей комплектующих изделий судоремонтные предприятия располагают широко универсальным производством, способным быстро перестраиваться под меняющуюся номенклатуру изделий с минимальными затратами на подготовку производства.

Имеются также проблемы, связанные с документацией для ТОР. Основной документацией для ТОР кораблей ВМФ являются эксплуатационные (ЭД) и ремонтные (РД) документы в комплекте со ссылочными документами. Предприятия, которые должны выполнять «сервисное» обслуживание, не в полной мере обеспечены ЭД. На корабль в целом ЭД отсутствуют, разработка ЭД нормативными документами не предусмотрена. РД разработана и введена в действие в ВМФ менее, чем на 40 % объектов ремонта, система разработки и обеспечения предприятий РД отсутствует. По-видимому, необходимо вернуться к системе типовой организационно-технической документации (ТОТД), существовавшей ранее на предприятиях Главного управления судоремонтных заводов ВМФ (которого в настоящее время уже не существует). Однако ТОТД сегодня является, по-видимому, безальтернативным вариантом.

Здесь следует особо подчеркнуть актуальность проблемы обеспечения качества выполняемых заказов. Именно с помощью современных методов менеджмента качества передовые зарубежные фирмы добились лидирующих позиций на различных рынках судостроения и судоремонта [175, с. 57–59].

Эффективной стратегией внедрения концепции всеобщего менеджмента качества (Total Quality Management – TQM) в организациях стало применение моделей премий качества. В Европе это модель совершенства Европейского фонда управления качеством (European Foundation for Quality Management – EFQM). Критерии модели EFQM определяют и описывают принципы TQM в форме, наиболее понятной руководителям. Модель EFQM легла в основу Премии Правительства Российской Федерации, которая вручается с 1997 г. Однако отечественная премия качества для организаций-участников является лишь конкурсом среди ряда других, со всеми плюсами и минусами, присущими подобным мероприятиям в России. Модель и критерии премии стали инструментом совершенствования лишь для небольшого числа российских компаний, не получает широкого распространения практика эталонного сопоставления с лучшими в своей области компаниями, компаниями-лауреатами премии, конкурентами, потенциал самооценки на базе критериев модели практически не реализуется [76, с. 78–85].

Эталонное сопоставление (бенчмаркинг) за последние десять лет стало одним из эффективных и признанных инструментов совершенствования организации в современном бизнесе и на протяжении последних лет входит в тройку самых популярных среди топ-менеджеров крупных компаний инструментов управления.

В России имеются фирмы, использующие бенчмаркинг, но пока их немного, и в основном это представители крупного бизнеса, имеющие деловые контакты с зарубежными партнерами.

Для многих руководителей малых и средних предприятий России бенчмаркинг воспринимается не как метод управления, а как обычный анализ конкурентов или маркетинговое исследование. Кроме того, развитию бенчмаркинга в России мешает «комплекс засекреченности» отечественного бизнеса.

Самооценка организации – это эффективный инструмент, прочно занимающий свое место среди современных подходов к управлению. Однако в России самооценка не реализовала и малой части своего потенциала. Причин этому несколько. Во-первых, отсутствуют критерии для оценки или знание методик самооценки. Во-вторых, происходит серьезное искажение данных при вовлечении в процесс самооценки менеджеров среднего звена и работников предприятий. Желание приукрасить существующее положение дел, чтобы угодить руководителю, боязнь указать на ошибки и просчеты, а также русская народная мудрость «инициатива наказуема» – все это мешает объективной оценке организации. В-третьих, руководители компаний крупного бизнеса перекладывают всю деятельность по оценке качества на соответствующие подразделения компании, в малом же бизнесе руководители знают области для первоочередных улучшений и не видят смысла в «бесполезной, на их взгляд, трате времени и сил».

В настоящее время во многих странах мира и различных отраслях стали широко использоваться концепции «Бережливого производства» и «Шести сигм».

«Бережливое производство» или концепция «Lean Production», как ее принято называть на Западе, – это подход к менеджменту, обеспечивающий долговременную конкурентоспособность без существенных капиталовложений. Пионером этого подхода стала компания Toyota, которая благодаря его использованию достигла выдающихся результатов. Результатом бережливого производства является высочайшее качество продукции, для достижения которого необходимо изменить менеджмент компании, культуру управления, пересмотреть систему взаимоотношений между уровнями и подразделениями предприятия, оценить взаимоотношения между сотрудниками. В большинстве случаев это сделать гораздо труднее, чем вложить средства в закупку нового оборудования, которое не всегда дает ожидаемого результата. Философия бережливого производства, по мнению его исследователей, является самым мощным инструментом для создания ценности и борьбы с потерями в организациях любого типа.

Если концепция «Бережливое производство» направлена на улучшение ценностей организации, исключая ценности, которые их не создают, то концепция «Шесть сигм» ориентирована на повышение стабильности операций, производящих эти ценности. Эта концепция связывает улучшение бизнеса с инициативами в области качества и направляет их на достижение целей, определяемых производительностью, экономической эффективностью и качеством. В работе [76, с. 78–85] отмечается: «Концепция «Шесть сигм» – не просто инициатива в области качества. Это система, охватывающая весь бизнес. Чтобы выполнить задачи, которые ставит концепция «Шесть сигм», одних скромных поэтапных усовершенствований мало. В каждой сфере деятельности нужны самые настоящие «прорывы». Комбинируя качество «шести сигм» со скоростью «бережливого производства», возможно, существенно повысить эффективность применения методов управления качеством, за счет их взаимного интегрирования при внедрении, и использовать как инструмент управления качеством и мощный механизм развития предприятия в целом.

Таким образом, к концу XX в. был осуществлен переход от традиционного «массового производства» к «бережливому производству»

(«Lean Production»), массовому производству продукции, которое Том Петерс определил как «массовое производство на заказ» [76, с. 78–85]. В начале XXI в. уже наметились контуры новых перемен, начался процесс перехода к новому типу производства, названного некоторыми авторами как «активное производство» («Agile Manufacturing»). Его основное отличие от «бережливого производства» заключается в том, что последнее работает в относительно стабильных условиях, тогда как «активное» способно работать в совершенно непредсказуемых, быстро изменяющихся условиях. Если же подняться на уровень обобщений, то просматривается следующая картина: и бережливое, и активное производство, как, впрочем, и просто последовательное применение процессного подхода в соответствии со стандартами ISO серии 9000 – всё это может привести к стиранию границ при производстве продукции сначала между организациями, а впоследствии и между странами.

2.4. Экономический аспект морской транспортировки арктического СПГ

Российская Арктика богата полезными ископаемыми, среди которых особенно выделяются углеводородные ресурсы. Запасы нефти, природного газа, газового конденсата и каменного угля во всей Арктике оценены в размере 646 млрд б.н.э. (баррелей нефтяного эквивалента), в том числе 233 млрд. б.н.э. разведанных и ориентировочно 413 млрд б.н.э. неразведанных. Это порядка 1/5 от общего объема мировых запасов углеводородных ресурсов, причем природный газ в структуре этих запасов занимает наибольшую часть и составляет 73,8 % от общего объема. В пределах российского арктического пространства локализовано около 17 % всей арктической нефти и 70 % всего арктического природного газа [215, с. 61–63].

Нефтегазовые доходы федерального бюджета Российской Федерации составляют (2017) 39,58 % от общего объема доходов [136, с. 269–271]. При этом в Российской Арктике добывается около 17 % нефти и более 85 % природного газа от общего объема отечественной добычи. Причем освоение ресурсов нефти и газа активно переносится в акваторию арктического континентального шельфа и становится важнейшей составляющей стратегии морской деятельности России в Арктике в аспекте развития рационального недропользования и освоения морских ресурсов арктического континентального шельфа.

Основная доля арктического природного газа на сегодняшний день доставляется потребителям с использованием трубопроводного транспорта, причем в единственном, традиционном со времен газопровода «Союз» направлении – в страны Европы. Однако в целом на рынках стран ЕС рост спроса на природный газ практически отсутствует как в последние десятилетия, так и не ожидается в долгосрочной перспективе (потребление в 2001 г. – 475,5 млрд м³, в 2016 г. – 480,7 млрд м³, в 2040 г. – 510 млрд м³).

Более того, на этом фоне происходит снижение доли арктического природного газа в газовом импорте европейских стран, поскольку Европейский Союз, заявляя о необходимости обеспечения энергетической безопасности стран-членов, проводит политику диверсификации поставщиков природного газа, в том числе путем поиска альтернативы российскому природному газу, с

целью устранить геополитический характер использования национальных трубопроводных газотранспортных систем. Результатом принимаемых ЕС мер стало сокращение доли российского природного газа в общем объеме импорта стран Европы с 41 до 35 % за период с 2001 по 2016 гг.

В то же время, около 50 % европейского потребления газа покрываются импортом, 4/5 объема которого обеспечивается «большой четверкой» – ПАО «Газпром» (Россия), Statoil ASA (Норвегия), Sonatrach (Алжир) и N.V. Nederlandse Gasunie (Нидерланды). Таким образом, несмотря на сохранение значительной зависимости стран ЕС от импортного природного газа, происходит перераспределение объемов поставок между поставщиками не в пользу России. При этом сегодня главной альтернативой трубопроводному газу становится инновационный сжиженный природный газ (СПГ).

Общемировое потребление сжиженного природного газа растет примерно на 6 % ежегодно, в то время как трубопроводного газа – только на 2,4 % в год; доля СПГ в потреблении природного газа в энергетике уже составляет 10 % [9, с. 49]. Доля СПГ в общемировом экспорте постоянно растет и составляет уже 32 % – 346,6 млрд м³ природного газа из общего объема в 1 084,1 млрд м³ (данные 2016 г.). Тенденция замещения трубопроводного природного газа сжиженным отчетливо прослеживается в последние годы. Сохранение этой тенденции ожидается в долгосрочной перспективе (до 2040 г.) [94, с. 69–77].

Таким образом, экономическая привлекательность трубопроводного газа по сравнению с СПГ снижается. Это выражается и в утрате экономического значения так называемой groningenской модели ценообразования [260, с. 31], которая предполагает реализацию природного газа исключительно в рамках долгосрочных контрактов.

Соответственно, былые инновационное значение теряют как сам трубопроводный газ, так и порядок определения контрактной цены, которая рассчитывается по так называемой «роттердамской формуле» в соответствии с котировками Роттердамской биржи (FOB ARA Barges). Торговля СПГ, изначально начавшаяся также в рамках долгосрочных контрактов, сегодня значительно изменяется, поскольку растет объем спотовой торговли СПГ на специализированных газовых биржах – хабах. Это ведет к становлению СПГ в качестве самостоятельного глобального продукта [217, с. 57–67].

На этом фоне в Российской Арктике ПАО «НОВАТЭК» реализует крупные СПГ-проекты: «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2». Следует особо подчеркнуть, что реализация крупных инфраструктурных проектов в нефтегазовой сфере окажет положительное влияние на социально-экономическое развитие арктических регионов [например, 212, с. 275–279].

В рамках проекта «Ямал СПГ», ресурсной базой которого является Южно-Тамбейское месторождение, на западном берегу Обской губы построен п. Сабетта, рядом с которым размещен завод по сжижению природного газа. Введена в эксплуатацию первая очередь завода мощностью 5,5 млн. т, отгрузки газа на газовозы арктического класса Arc7 [1, с. 55] ведутся с конца 2017 г. После ввода в эксплуатацию второй, третьей и четвертой очередей в 2018–2020 гг. общая мощность проекта достигнет 17,5 млн. т СПГ. Отгрузки СПГ ведутся в страны Европы и АТР, с апреля 2018 г. – в рамках долгосрочных контрактов.

Проект «Арктик СПГ-2», реализуемый на базе Салмановского (Утреннего) месторождения, предполагает строительство СПГ-завода общей мощностью 16,5–18 млн. т.

Запуск линий этого завода планируется в 2022–2025 гг. Главным отличием проекта от предыдущего станет концепция размещения линий СПГ-завода на плавучих железобетонных платформах гравитационного типа, для строительства которых в Кольском заливе создаются четыре искусственных острова [123].

Таким образом, с учетом реализации указанных проектов, к 2025 г. общий объем производства арктического СПГ достигнет 35,5 млн т (почти 14 % от объема торговли СПГ в 2017 г.). В то же время, учитывая удаленность арктических месторождений от основных потребителей, реализация арктических СПГ-проектов требует обоснования экономического преимущества морской транспортировки газа в виде СПГ в сравнении с традиционной трубопроводной доставкой.

Обоснование экономического преимущества морской транспортировки газа в виде СПГ заключается в выполнении сравнительного анализа себестоимости транспортировки 1 тыс. м³ природного газа, добытого на арктических месторождениях Западно-Сибирской НГП до основных существующих и потенциальных потребителей российского природного газа.

Формулы для расчета себестоимости транспортировки 1 тыс.м³ природного газа трубопроводным и морским транспортом см. [87, с. 556].

При расчете себестоимости доставки природного газа морским путем в виде СПГ конечным пунктом доставки принимается порт отгрузки СПГ, в котором расположен регазификационный терминал (поставка на условиях CIF). В себестоимости доставки природного газа морским путем в виде СПГ учитывается круговой рейс судна (т.е. с учетом возврата в первоначальный порт на следующую погрузку), включая сутки, отведенные на погрузку или разгрузку СПГ.

Для сравнения выполнен расчет морской и трубопроводной транспортировки природного газа для следующих маршрутов: в страны Северной Европы (на примере Германии), в страны Южной Европы (на примере Италии и Турции) и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (на примере Китая). Выбор государств обусловлен возможностью сравнения себестоимости доставки обоими видами транспорта при сопоставимости маршрутов.

В расчетах использованы следующие исходные данные. В зависимости от территории, по которой пролегает трубопровод, применяются различные средние стоимости прокачки газа.

Средняя стоимость прокачки газа по газопроводам ЕСГ России и по территории стран-транзитеров составляет USD 5,5 за 1 тыс. м³ на 100 км; по территории Бельгии, Германии, Словакии и Австрии –USD 2,5 за 1 тыс. м³ на 100 км; по территории Китая – USD 2,0 за 1 тыс. м³ на 100 км.

Себестоимость сжижения объема природного газа, содержащего 1 MMBtu (1 млн британских термических единиц) и равного 27,93 м³, составляет USD 2,85. Следовательно, себестоимость сжижения 1 тыс. м³ природного газа – USD 102,04. Стоимость регазификации 1 тыс. м³ природного газа составляет USD 15.

Для доставки СПГ в страны Северной Европы и напрямую в страны АТР по Северному морскому пути используются газовозы арктического ледового

класса Arc7 типоразмера Yamalmax. Для последующей доставки в страны Южной Европы и страны АТР по «южному» маршруту через Суэцкий канал используются газозовы конвенционного типа Conventional без ледового усиления; перевалка СПГ с газозовов Arc7 на газозовы Conventional выполняется в порту Зебрюгге. Скорость движения газозова Arc7 во льдах (Карское море в зимне-весенний период, остальные арктические моря в летне-осенний период в тяжелых ледовых условиях) составляет 10 узлов, а скорость движения газозовов обоих типов по чистой воде (в свободных ото льда водах) – 18 узлов.

Средняя грузопместимость танкера типоразмера Yamalmax составляет 172,6 тыс. м³ СПГ, а газозова типоразмера Conventional – 145 тыс. м³ СПГ. Суточная ставка фрахта газозова Arc7 составляет USD 110 тыс., газозова Conventional – USD 33,5 тыс.

Стоимость перевалки 1 тыс. м³ природного газа в порту Зебрюгге составляет USD 4,6; стоимость прохода газозова по Суэцкому каналу (в обе стороны) – USD 6,37 за 1 тыс. м³ свободного природного газа или около USD 9 за 1 т. СПГ.

При движении в Карском море в зимне-весенний период и в остальных арктических морях в летне-осенний период в тяжелых ледовых условиях танкеру Arc7 требуется ледокольная проводка. Стоимость ледокольной проводки рассчитывается, исходя из валовой грузопместимости судна (128 806 ед.) и тарифа ледокольной проводки судна за единицу валовой вместимости: USD 5,42 – для Карского моря в зимне-весенний период, USD 4,38 для остальных арктических морей в летне-осенний период.

Расчеты (табл.2.1) себестоимости транспортировки 1 тыс. м³ природного газа трубопроводным и морским (свободный газ в пересчете на СПГ) транспортом выполнены – от Южно-Тамбейского ГКМ.

Таблица 2.1

Сравнение стоимости трубопроводной и морской транспортировки природного газа (долл./1 тыс. м³)

Маршрут транспортировки	Трубопроводная транспортировка		Морская транспортировка	
	Протяженность (средняя), км	CP _{pipeline} (средняя)	Протяженность, км	CP _{lng}
ЮТГКМ – Германия	4270	235,84	4700	152,98
ЮТГКМ – Италия	5570	279,38	8840	152,06
ЮТГКМ – Турция	5720	293,95	10330	153,56
ЮТГКМ – Китай, через Суэцкий канал	7370	247,60*	24000	165,0
ЮТГКМ – Китай, через Северный морской путь	7370	247,60*	11600	151,0

* Стоимость прокачки 1 тыс. м³ природного газа на 100 км по трубопроводу «Сила Сибири» составляет порядка USD 6,3, по китайским магистральным трубопроводам – USD 2.

Для сопоставления рассчитанной по маршрутам себестоимости транспортировки газа каждым из видов транспорта при расчете средних

значений учтены дополнительные расходы на транспортировку природного газа между месторождениями: по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ – Бованенковское НГКМ» (общая протяженность 170 км) эти расходы составляют USD 9,35, а по маршруту «Южно-Тамбейское ГКМ – Уренгойское НГКМ» (760 км) – USD 41,8 за 1 тыс. м³.

По газопроводам в Германию российский арктический газ может доставляться по трем основным маршрутам: «Бованенковское НГКМ – Северный поток/Северный поток-2 – Германия» (общая протяженность 4294 км); «Бованенковское НГКМ – Ямал – Европа – Германия» (4160 км); «Уренгойское НГКМ – Ямал – Европа – Германия» (3 860 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет 236,17; 228,80 и 212,30 дол. соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Германию составляет USD 235,84.

По газопроводам в Италию российский арктический газ может доставляться по двум основным маршрутам: «Бованенковское НГКМ – Северный поток / Северный поток-2 – Италия» (общая протяженность 5 579 км, в том числе по территории Германии, Словакии и Австрии 1 285 км) и «Уренгойское НГКМ – Дружба – Италия» (5 254 км, в том числе по территории Словакии и Австрии 803 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет USD 268,30 и USD 264,88 соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Италию составляет USD 279,38.

По газопроводам в Турцию российский арктический газ может доставляться по двум основным маршрутам: «Уренгойское НГКМ – Голубой поток – Турция» (общая протяженность 4 709 км) и «Уренгойское НГКМ – Турецкий поток – Турция» (5 220 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанным маршрутам составляет USD 259,00 и USD 287,10 соответственно. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Турцию составляет USD 293,95.

По газопроводам в Китай российский арктический газ может доставляться по маршруту «Уренгойское НГКМ – Сила Сибири-2 – Китай» (общая протяженность 2 700 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ газа по указанному маршруту составляет USD 169,40. Однако следует отметить, что основные потребители природного газа в Китае расположены в индустриально развитых районах страны – преимущественно на юго-востоке. Соответственно, себестоимость транспортировки природного газа в Китай представляется более корректным рассчитывать с учетом доставки не до границы страны, а до основных потребителей. Себестоимость дальнейшей транспортировки 1 тыс. м³ газа с северо-запада Китая на юго-восток составляет от USD 65,60 (Пекин, 3 280 км по территории Китая) до USD 90,80 (Гуанчжоу, 4540 км). Тогда с учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Южно-Тамбейского ГКМ средняя себестоимость трубопроводной доставки 1 тыс. м³ российского арктического газа в Китай составляет USD 247,60.

Таким образом, средняя себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке по трубопроводам по всем рассмотренным маршрутам составляет USD 264,19.

Стоимость морской доставки российского арктического газа в виде СПГ в Германию оценивается по двум маршрутам: «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Бельгийская ГТС – Германия» (в Зебрюгге расположен перегрузочный терминал для проекта «Ямал СПГ», а также регазификационный терминал Zeebrugge); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Брунсбюттель/Штаде (Германия)» (в одном из этих портов Германия планирует строительство собственного регазификационного терминала).

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге составляет 2537,80 мили, включая 485,96 мили в акватории Карского моря и 2 051,84 мили в свободных ото льда водах. После регазификации природный газ доставляется до Германии по Бельгийской ГТС (общей протяженностью 230 км). Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по этому маршруту составляет в зимне-весенний период USD 153,64, в летне-осенний – USD 139,51.

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Брунсбюттель / Штаде составляет 2429,81 мили, включая 1 943,85 в свободных ото льда водах. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по этому маршруту составляет в зимне-весенний период USD 132,34, в летне-осенний – USD 118,21. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Германию составляет USD 152,98.

Транспортировки СПГ в Италию осуществляется по следующему маршруту: «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Ливорно (Италия). В Ливорно расположен регазификационный терминал LNG Toscana.

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газовоз Conventional. Общая протяженность морского пути от п. Зебрюгге до Ливорно составляет 2235,42 мили. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до Ливорно составляет в зимне-весенний период USD 142,07, в летне-осенний – USD 127,94. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Италию составляет USD 152,06.

Морская доставка российского арктического газа в виде СПГ в Турцию осуществляется по маршруту: Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Алиага (Турция). В Алиага расположены регазификационные терминалы Aliaga LNG и Etki LNG.

Общая протяженность морского пути от Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газовоз Conventional. Общая протяженность морского пути от Зебрюгге до Алиага составляет 3 039,96 мили. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до Алиага составляет в зимне-весенний период USD 143,57, в летне-осенний – USD 129,45. С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской

транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Турцию составляет USD 153,56.

Морская доставка арктического СПГ в Китай осуществляется по следующим маршрутам: «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Цаофэйдянь/Тяньцзинь (Китай). В этих портах, располагающихся вблизи г. Пекин, находятся регазификационные терминалы Hebei Tangshan Caofeidian LNG и Tianjin соответственно); «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Яншань/Жудун (Китай). В этих портах, располагающихся вблизи г. Шанхай, находятся регазификационные терминалы Shanghai Yangshan и Jiangsu Rudong LNG соответственно; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Зебрюгге – Шэньчжэнь/Дунгуань / Чжухай (Китай). В этих портах, располагающихся вблизи г. Гуанчжоу, находятся регазификационные терминалы Guangdong Dapeng LNG I, Guangzhou Dongguan LNG и Guangdong Zhuhai LNG соответственно; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Цаофэйдянь/Тяньцзинь (Китай)»; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Яншань/Жудун (Китай)»; «Южно-Тамбейское ГКМ (п. Сабетта) – Северный морской путь – Шэньчжэнь/Дунгуань/Чжухай (Китай)».

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта до Зебрюгге и, соответственно, себестоимость доставки газа по этому маршруту рассчитана ранее. В Зебрюгге выполняется перевалка СПГ на газовоз Conventional.

Общая протяженность морского пути от Зебрюгге через Суэцкий канал составляет до китайских портов: Цаофэйдянь / Тяньцзинь – 11 339,09 мили, Яншань/Жудун – 10 745,14 мили, Шэньчжэнь/Дунгуань/Чжухай – 9 989,20 мили. Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до указанных портов составляет USD 166,25; USD 165,14 и USD 163,73 соответственно.

Общая протяженность морского пути от п. Сабетта по Северному морскому пути до Берингова пролива составляет 2 370,41 мили. Протяженность дальнейшего пути до китайских портов: Цаофэйдянь/Тяньцзинь – 3 785,10 мили, Яншань/Жудун – 3542,12 мили, Шэньчжэнь/Дунгуань/Чжухай – 4 287,26 мили.

Себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по всему маршруту от п. Сабетта до указанных портов составляет 145,17, 143,92 и 147,76 долл. соответственно. В случае тяжелых ледовых условий, с учетом проводки ледоколом, себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ по указанным маршрутам составляет 156,59, 155,34 и 159,18 долл. соответственно.

С учетом дополнительных расходов на транспортировку газа с Бованенковского НГКМ и Уренгойского НГКМ средняя себестоимость морской транспортировки 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ в Китай составляет USD 172,95. Таким образом, средняя себестоимость транспортировки 1 тыс. м³ природного газа при его доставке морским путем в виде СПГ по всем рассмотренным маршрутам составляет USD 157,89.

Таким образом, морская доставка 1 тыс. м³ арктического природного газа дешевле трубопроводной при доставке в Германию – на USD 82,86 (–35,1 %), в Италию – на USD 127,32 (–45,6 %), в Турцию – на USD 140,39 (–47,8 %) и в Китай – на USD 74,65 (–30,1 %). По всем рассмотренным маршрутам морская доставка 1 тыс. м³ российского арктического газа в виде СПГ дешевле трубопроводной в среднем на USD 106,30 (–40,2 %).

Выполненные расчеты подтверждают экономическое преимущество морской транспортировки арктического природного газа в виде СПГ на ключевые существующие и перспективные рынки сбыта природного газа. Этим обосновывается необходимость рациональной замены трубопроводного газа сжиженным на рынках стран Европы (особенно Южной, где конкурентоспособность СПГ выше) и увеличение экспорта сжиженного природного газа в страны АТР.

Учитывая актуальные тенденции развития мирового и региональных рынков природного газа, это позволит России сохранить и увеличить собственную долю в мировом импорте природного газа, выйти на новые рынки сбыта и диверсифицировать направления транспортировки природного газа.

Основными направлениями обеспечения конкурентоспособности России на мировых энергетических рынках в сегменте СПГ являются:

- продолжение реализации текущих и организация новых проектов по производству и транспортировке СПГ;
- увеличение объемов инвестиций в разработку собственных технологий сжижения газа, которые позволят сократить себестоимость этого технологического этапа;
- решение проблемы определения оптимального ледового усиления для газоземов;
- размещение заказов на строительство газоземов усиленного ледового класса на российских верфях;
- сохранение и увеличение государственной поддержки компаний, выполняющих разработку новых технологий в сфере производства и транспортировки СПГ, а также непосредственно производство и транспортировку СПГ.

Указанные меры позволят сократить себестоимость морской транспортировки природного газа в виде СПГ, что значительно повысит конкурентоспособность арктического природного газа на мировом и региональных рынках природного газа.

2.5. Морская транспортировка СПГ в системе арктических коммуникаций

Одной из основных задач, стоящих перед Россией в настоящее время, является обеспечение стабильного развития и безопасного хозяйственного освоения арктических территорий. Базой для освоения этих регионов является разработка богатых запасов полезных ископаемых. Ввиду тесной связи арктических регионов с акваторией Северного ледовитого океана морской транспорт становится неотъемлемой частью их развития. Освоение Ямала ведется, в том числе, с реализацией проектов, связанных с производством и транспортировкой сжиженного природного газа.

Понимание степени зависимости экономики данного региона от модернизации морской газотранспортной системы является важным для решения проблемы оценки перспектив его дальнейшего развития.

Модернизация морской газотранспортной системы региона позволила приступить к морской транспортировке СПГ в Арктике, что является

стратегическим условием дальнейшего развития Ямала, как ключевого газодобывающего региона страны. В качестве итогового результата модернизация обеспечивает сохранение доли российского газа на растущем международном газовом рынке в долгосрочной перспективе.

Природный газ используется во многих отраслях хозяйства, однако свое основное применение он нашел преимущественно в области энергетики – при производстве тепловой и электрической энергии. Доля газа в выработке электроэнергии составила в 2015 году 22%. Общее мировое потребление природного газа находится на уровне 3,47 трлн м³. За последние 25 лет объемы потребления газа увеличивались в среднем на 2,2 % ежегодно, а на горизонте 2016-2040 прогнозируется средний рост в 1,4 % каждый год. Ожидается, что потребление газа в электроэнергетике к 2040 г. вырастет на 55 %, общий объем потребленного газа составит не менее 5 трлн. м³, а основным обеспечивающим рост регионов станет Азиатско-Тихоокеанский [1, с. 50–57].

В то же время около 65% газовых запасов оцениваются в качестве трудноизвлекаемых. При этом, учитывая все большую удаленность рынков сбыта, трубопроводный вид транспортировки природного газа становится все более дорогостоящим. В этих условиях получил развитие новый вид транспортировки природного газа в сжиженном состоянии.

Сжиженный природный газ – криогенная жидкость, получаемая путем охлаждения очищенного от примесей природного газа до температуры -163 °С. За счет проведения данной операции объем СПГ по отношению к газу сокращается ориентировочно в 600 раз. С учетом некоторых потерь вместимость 1 т СПГ составляет 2,41 м³ СПГ и эквивалентно 1,38 тыс. м³ свободного природного газа. В среднем доставка газа в виде СПГ оказывается рентабельнее доставки по газопроводу на расстояниях от 2500 км [9, с. 49].

Совокупность текущих тенденций и перспектив развития международного газового рынка подтверждает, что мировая газовая модель нацелена на дальнейшее развитие поставок СПГ. СПГ сохраняет все положительные свойства природного газа, а также обладает рядом дополнительных экологических преимуществ, в т.ч. не поддается горению, не самовоспламеняется и не взрывается. Морская торговля СПГ обеспечивает снижение зависимости поставщиков и потребителей друг от друга, что создает возможности для экспортной диверсификации поставок газа и ведет к улучшению импортных условий поставок.

Согласно прогнозам, к 2040 г. спрос на СПГ вырастет почти в 2,3 раза до 547 млн т в год, а его доля в потреблении вырастет до 15% к 2035 г. [207, с. 869]. Основными потребителями СПГ являются страны АТР, в первую очередь, Китай, Япония и Ю. Корея.

Общая мощность заводов по сжижению газа, с учетом 17,5 млн т проекта «Ямал-СПГ» составляет 301,5 млн т в год, мощность строящихся заводов – еще 141,5 млн т в год. К 2021 г. ожидается увеличение мощности заводов по сжижению на 46%. Общая регазификационная мощность составляет 757 млн т в год (на начало 2019 г.), на этапе строительства находится еще 54,9 млн т в год.

Мировой флот танкеров-газовозов в 2016 г. состоял из 410 судов общей грузовой вместимостью в 60 млн.м³. Портфель заказов судостроительных компаний включает еще 155 танкеров, включая 15 типоразмера Yamalmax, Arc7, грузовой вместимостью 24,5 млн м³. Танкеры-газовозы для транспортировки СПГ

являются достаточно дорогими, ввиду чего первоначально они строились только в рамках конкретных СПГ-проектов под заключаемые долгосрочные контракты. К таким судам предъявляются высокие требования к продолжительности периода их использования: уже на этапе проектирования закладывается срок службы на 40 и более лет. По состоянию на текущий момент в составе флота присутствуют суда, которые безопасно и эффективно эксплуатируются уже более 30 лет с заводскими корпусом и танками, но с отдельными обновленными механизмами и оборудованием. Одной из основных тенденций в настоящее время является формирование свободного фрахтового рынка для спотовой торговли СПГ, вследствие чего строительство танкеров начинает «отвязываться» от конкретных проектов. Еще одной ключевой тенденцией развития танкерного флота является планомерное увеличение вместимости судов. Данный процесс обусловлен техническим воплощением экономического эффекта масштаба – увеличение перевозимого СПГ одним судном за одну операцию позволяет достичь сокращения транспортных издержек. Так, «стандартом» вместимости метановозов в начале 1980-х гг. был установлен объем около 125 тыс. м³, в середине 1990-х гг. – 138 тыс. м³, спустя еще десять лет – 145–155 тыс. м³, а с 2010-х гг. по настоящее время – уже 170–180 м³. При этом чуть более 10 % современного танкерного флота (по численности судов) представлено уникальными судами еще бóльшей вместимости, ввод в эксплуатацию которых начался с 2007 г. – это метановозы проектов Q-flex (от 205 до 217 тыс. м³) и Q-max (от 257 до 263 тыс. м³). Танкеры с объемом от 85 до 150 тыс. м³ имеют наибольшую долю во всем флоте – около 51 %, а с объемом от 150 до 200 тыс. м³ – примерно 31 %. Средняя скорость хода большинства газозовов составляет 19,5–21 узел.

Как уже было рассмотрено ранее, стандартная схема транспортировки газа в виде СПГ по морю предполагает заключительным этапом после морской перевозки доставку газа по газопроводам. Однако Норвегия и Япония стали пионерами в развитии фрахта танкеров малой вместимости – от 1,1 до 7,5 тыс. м³ – использующимися для «развозки» газа в прибрежных водах этих стран, что стало возможно вследствие развития сети регазификационных терминалов и позволяет отказаться от обширной инфраструктуры трубопроводного транспорта. Такие суда имеют меньшую скорость хода – от 12 до 15,5 узлов [7, с. 77].

Перевозка СПГ осуществляется в специальной защитной системе судна, которая представляет собой грузовые танки, монтируемые в его корпус. Существуют встроенные, независимые (вкладные), мембранные и полумембранные танки, но в основном используются два типа грузовых танков – независимые и мембранные. Первые, по сути «вкладываются» в корпус судна и не являются его частью. К ним относятся танки цилиндрической формы небольшого размера, использующиеся на танкерах малой вместимости, и сферические грузовые танки типа Moss. Вторые формируются из листового или гофрированного инвара и имеют дополнительную изоляцию. Как раз создание технологии мембранных танков на судах позволило перейти от газозовов средней вместимости 125 тыс. м³ к грузоемкости от 165 тыс. м³ и более.

Изоляция позволяет обеспечить нахождение СПГ при температуре -163°C и сократить объемы его испарения в процессе перевозки. Однако в среднем за сутки испаряется до 0,15% перевозимого СПГ, и даже лучшие

проекты метановозов не могут предложить показатели значительно бóльшие, чем среднесуточное испарение на уровне до 0,10%. В связи с этим традиционно главные энергетические установки (ГЭУ) на газовозах являются двухтопливными, потребляя как испаряющийся в грузовых танках газ, так и бункерное тяжелое топливо. С 60-х гг. XX века вплоть до начала 90-х гг. такие установки работали от паровых котлов, преимуществом которых были низкие эксплуатационные расходы. Главными минусами использования такой ГЭУ в СПГ-танкере является его низкая тепловая эффективность и недостаточность мощности для крупных судов. В связи с этим произошел переход к использованию дизель-электрических ГЭУ, работающих на дизельном топливе и испаряющемся газе (DFDE), эффективность которых на 25–30% превышает таковую у парового двигателя. Данный тип ГЭУ в настоящее время получил дальнейшее развитие – одной из последних инноваций является внедрение двигателей типа ME-GI, обладающих электронной системой регулирования и впрыска газа, что обеспечивает им более высокие эксплуатационные характеристики. Вслед за установками DFDE созданы дизель-электрические ГЭУ TFDE, которые помимо дизельного топлива и испаряющегося газа потребляют также тяжелое топливо. Среди всех судов танкерного флота, включая строящиеся, доля судов с рассмотренными дизель-энергетическими установками занимает практически треть. Стоит отметить, что на судах проектов Q-flex и Q-max используются дизель-электрические установки, потребляющие только один вид топлива – тяжелое, в то время как испаряющийся газ подвергается повторному сжижению прямо на судне, после чего возвращается в грузовые танки [93, с. 48–49].

В рамках отдельных проектов, для сокращения первоначальных капитальных затрат, разработан проект мобильного варианта регазификации – вместо строительства регазификационного терминала установка регазификации встраивается в конструкцию танкера–газовоза. Такие суда разработаны в рамках концепции «энергетический мост» и получили название FSRU (Floating Storage Regasification Unit – плавучая регазификационная установка). Они имеют возможность осуществлять подачу газа после его регазификации напрямую в энергетическую трубопроводную систему потребителя через швартовый буй, при этом сохраняя возможность стандартной отгрузки СПГ с использованием берегового терминала. Впервые такие суда были применены в 2005 г., и строительство новых судов такого типа продолжается. Грузовместимость таких судов аналогична обычным СПГ-танкерам, причем в 2017 г. будет построено первое FSRU-судно грузовой вместимостью 263 тыс. м³, это наибольший среди FSRU-судов танкер.

По мере развития технологий, позволивших приступить к хозяйственному освоению углеводородных месторождений Арктики, возникла потребность в соответствующих танкерах-метановозах. Первые четыре танкера, дополнительно оборудованные для эксплуатации при низких температурах с оговоркой *winterization*, которые могут работать при температуре до -18°C и в волновых условиях Северной Атлантики, были построены в 2006 г. для вывоза СПГ с норвежского месторождения Сновит (Белоснежка) [198, с. 430–431]. Первое судно с оговоркой *winterization* и ледовым усилением было построено в 2007 г. для греческой компании Dynagas Ltd. Ему присвоен класс 1A Регистра судоходства Ллойда, который аналогичен классу Arc4 Российского морского регистра

судоходства. Строительство подобных судов продолжается. Новые танкера с оговоркой winterization и ледовым классом Arc4 вводились в эксплуатацию в 2008, 2010, 2013–2018 гг., их общее число на текущий момент составляет 25 ед. Для проекта «Сахалин-2» в 2007–2008 гг. были построены 3 газовоза с оговоркой winterization и ледовым классом Ice2 PMPC вместимостью по 145 тыс. м³ каждый. Еще 4 судна с оговоркой winterization и ледовым классом Ice2 PMPC вместимостью по 170 тыс. м³ каждый были построены ПАО «Совкомфлот» и используются в перевозках СПГ на условиях долгосрочного тайм-чартера. Газовоз Ob River в 2012 г. был зафрахтован ПАО «Газпром» для первого в истории прохода по Северному морскому пути. Для проекта «Ямал-СПГ» построены в 2017–2019 гг. пятнадцать танкеров типоразмера Yamalmax, Arc7.

Основные верфи-судостроители, в настоящее время обеспеченные портфелем заказов, располагаются в АТР. Это верфи южнокорейских (Samsung Heavy industries, Hyundai Heavy Industries, Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering) и японских (Kawasaki Heavy Industries, Imabari Shipbuilding, Japan Marine United Corporation, Mitsubishi Heavy Industries) компаний. На судостроительный рынок также выходят китайские компании. Целую серию (девять) судов-газовозов вместимостью 174 тыс. м³ строит государственная компания Hudong-Zhonghua Shipbuilding, а заказ на одно судно вместимостью 45 тыс. м³ получила частная Xiamen Shipbuilding Industry [283].

Рыночная стоимость одного стандартного газовоза вместимостью 155 тыс. м³ составляет ориентировочно USD195 млн., вместимостью 173 тыс. м³ – около USD 205-210 млн. Цена аналогичного FSRU-судна составляет USD230 млн [244], а судна ледового класса Arc7 – около USD315 млн. Развитие рынка фрахта СПГ-танкеров ведет к сокращению суточной фрахтовой ставки. Так, ставка для газовоза вместимостью 155 тыс. м³ была максимальной в 2012 г. и составляла в среднем за год USD125 млн., а на начало 2016 г. она снизилась ориентировочно до USD25 млн [93, с. 51]. Ставки колеблются. Так цена доставки СПГ из США в Европу в 2018 г. изменялась от USD 43–46 тыс. до USD 130–140 тыс. в сутки.

В рамках данного стратегического направления развития отечественной газовой промышленности в арктической части ЯНАО реализуется проект «Ямал СПГ», предусматривающий производство 17,5 млн т. В рамках проекта построен многофункциональный порт Сабетта на принципах государственно-частного партнерства. Федеральная собственность закреплена за оградительными ледозащитными сооружениями, операционной акваторией, подходными каналами, системами управления движением судов и навигационного обеспечения, зданиями морских служб. В собственности оператора проекта ОАО «Ямал СПГ» остаются причалы по перевалке СПГ, накатных и строительных грузов, причалы портового флота, складские помещения, административно-хозяйственная зона, инженерные сети и коммуникации.

Работа порта обеспечивается портовым флотом, включающим как буксиры с ледовым усилением, так и портовый ледокол. Оператором портового флота в рамках проекта по итогам проведенного конкурса является Федеральное государственное унитарное предприятие атомного флота (ФГУП «Атомфлот»). Для исполнения контрактных обязательств перед ОАО «Ямал СПГ» предприятием строятся собственные суда: портовый ледокол, два ледокольных буксира и два портовых буксира. Портовый ледокол «Обь» строится в рамках

контракта с ПАО «Выборгский судостроительный завод» по проекту, разработанному компанией Aker Arctic Technology Oy. Судно имеет инновационную систему движения, включающую попарно расположенные в носу и в корме судна винто-рулевые колонки и ледовое усиления под класс Icebreaker7 РМРС. В сентябре 2017 г. и в мае 2018 гг. в рамках контрактов с ООО «Краншип» построены ледокольные буксиры класса Arc6 РМРС, первый из них проекта Т40105, второй – проекта Т3687. С 2016 г. в период летне-осенней навигации работа портового флота в п. Сабетта обеспечивается портовыми буксирами «Пур» и «Тамбей», построенными ранее и сданными судостроителем (также ООО «Краншип»). Судам присвоен класс Arc4 РМРС. Отличительно, что у всех рассмотренных судов помимо выполнения ими целевых функций (ледокольное и портовое обеспечение), имеются возможности по работе в предельно низких температурах, борьбы с пожарами на судах и портовых сооружениях, участия в спасательных операциях и в операциях по ликвидации аварийных разливов нефти.

Таким образом, учитывая долгосрочное ориентирование экономики региона полуострова Ямал на добычу природного газа и современные тенденции на международном газовом рынке региону необходимо развитие морской газотранспортной системы для транспортировки газа в виде СПГ. Модернизация данной системы в настоящее время выражается в создании нового порта Сабетта и соответствующей инфраструктуры, проведении дноуглубительных работ, строительстве специализированных танкерного, портового и ледокольного флотов. Модернизация морской газотранспортной системы региона позволит приступить к морской транспортировке СПГ в Арктике, что является стратегическим условием дальнейшего развития Ямала как ключевого газодобывающего региона страны, а в качестве итогового результата обеспечивает сохранение доли российского газа на растущем международном газовом рынке в долгосрочной перспективе.

2.6. Модернизация системы транспортировки арктического природного газа

Оставаясь основным рынком сбыта российского природного газа, ЕС всё чаще пересматривают требования к усилению собственной энергетической безопасности.

Высокий уровень зависимости стран ЕС от импорта углеводородного сырья явился причиной выдвижения энергетической безопасности в качестве приоритета развития собственной энергетики. Выделяются основные мероприятия в этом направлении: диверсификация источников энергии в процессе потребления; сокращение импорта энергоносителей из стран-монополистов; расширение круга поставщиков энергетических ресурсов.

Отсутствие собственной топливно-энергетической базы, соответствующей высокому уровню энергопотребления, вынуждает страны ЕС наращивать объемы импорта энергоресурсов. В страны ЕС в 2014 г. было поставлено 245 млрд м³ газа, 530 млн т нефти, 133 млн т угля. В будущем Европу ожидает увеличение энергопотребления, при этом доля природного газа будет возрастать.

В декабре 2010 г. Евросоюзом принята директива «20–20–20», которая предполагает за 20 лет (с 1999 по 2020 гг.) снижение энергопотребления и сокращение выбросов парниковых газов на 20 %. Кроме того, в рамках этой стратегии планируется замещение традиционных источников энергии возобновляемыми, также на 20 %.

Реализация стратегии «20-20-20» обойдется ЕС порядка 1 трлн евро до 2020 г. Принятая программа, несмотря на положительную реакцию со стороны экологов, вызывает в Европе обеспокоенность политических аналитиков. В случае реализации поставленных задач по снижению выбросов на 20 %, возрастет доля потребления газа, как наиболее чистого углеводородного сырья. Это потребует от Евросоюза активного поиска дополнительных источников поступления природного газа. Однако в долгосрочной перспективе, в случае реализации амбициозных целей Европейского парламента по минимизации энергозатрат и увеличению доли энергии из возобновляемых источников, возможно ослабление роли России, как одного из основных экспортеров углеводородов в Европу.

Ограничение энергоресурсов в странах Евросоюза не позволяет обеспечить необходимый рост энергопотребления. Предполагается, что из-за растущего энергопотребления, а также истощения месторождений нефти и газа, к 2030 г. страны Евросоюза будут импортировать порядка двух третей энергии и топлива.

Собственная добыча углеводородного сырья позволяет обеспечить странам Евросоюза примерно 40 % потребности природного газа. Добыча природного газа осуществляется Великобританией, Нидерландами, Германией и Данией. Между тем, перспективы роста углеводородов в странах ЕС отсутствуют. Недостаток покрывается преимущественно поставками из Норвегии, России и Алжира. При этом необходимо отметить, что Россия обеспечивает порядка трети от суммарного импортируемого объема природного газа, что и определяет главенствующую роль России на рынке углеводородного сырья стран ЕС. На основных экспортеров (Россия, Норвегия и Алжир) трубопроводного природного газа приходится порядка 85 % газового импорта ЕС.

Из Алжира в Европу проложены три газопровода. Помимо этого Алжир и, в меньшей степени, Норвегия, поставляют также сжиженный природный газ (СПГ). Необходимо также выделить такие страны-экспортеры СПГ, как Нигерия, Египет, Катар и Ливия, которая, поставляет газ в Европу также и по газопроводу.

При разработке программ энергетической безопасности страны Европы ориентируются на кооперативные стратегии взаимодействия, именно поэтому политика России и, в частности, «Газпрома» представляется как политика жесткого монополиста, диктующего свои условия поставки, цены на природный газ. В этой связи страны ЕС рассматривают перспективы строительства независимых газовых систем, цель которых соединить месторождения с европейскими потребителями природного газа, расширение СПГ-инфраструктуры, увеличение собственной газодобычи.

В качестве альтернативы трубопроводному российскому газу в краткосрочный период рассматривается сжиженный природный газ (СПГ), в долгосрочной перспективе на эту роль претендует сланцевый газ. Помимо США

существенные месторождения сланцевого газа обнаружены на европейской территории. Именно данный фактор позволяет утверждать, что в будущей перспективе можно говорить о возможной энергетической независимости стран ЕС и, в первую очередь, от России.

Мировые доказанные запасы природного газа составляют порядка 36,0 трлн. м³, в то время как технически извлекаемые запасы сланцевого газа – превышают 187,0 трлн. м³ [217, с. 60].

Разведанные запасы сланцевого газа в США составляют 24 трлн м³, т.е. более 10 % от мировых (порядка 200 трлн м³). В 2009 г. добыча сланцевого газа в США составила 83 млрд м³, или 14% от общей добычи; это составляет 12,8% потребленного в стране газа (646,6 млрд. м³) и 78,44% от объема импортированного газа в 105,8 млрд м³, в том числе 12,8 – СПГ. В 2010 г. добыча сланцевого газа составила 51 млрд. м³. В 2011–2012 гг. промышленная добыча сланцевого газа по-прежнему велась только в США и Канаде. Добыча сланцевого газа в 2011 г. в США составила 194 млрд м³, а в 2012 и 2013 г. была примерно на одном уровне – 250 млрд. м³ [81, с. 490–496].

По оценкам IHS CERA, к 2018 году объем добычи сланцевого газа составит 180 млрд м³ в год, по оценке East European Gas Analysis, согласно прогнозу МЭА, добыча сланцевого газа в США к 2030 г. будет не более 150 млрд м³ в год (рис. 2.10) [217, с. 60]. Эти значения по величине сравнимы с экспортом российского природного газа (в среднем за последние пять лет – 192 млрд м³). Экспорт СПГ из США начался в 2016 г. В феврале 2016 г. первое судно покинуло единственный на данный момент в стране терминал по экспорту СПГ Sabine Pass компании Cheniere.

Международное консалтинговое агентство Wood Mackenzie разработало прогноз поставки американского СПГ, предположив, что 45 млрд м³, что соответствует 10 % нынешнего потребления газа в странах Евросоюза, будет направлено в Европу в виде СПГ. Однако, судя по результатам первого года, экспорт американского СПГ в страны Европы не достиг столь высоких результатов.

В 2016 г. в Европу было поставлено из США около 500 млн м³ природного газа в виде СПГ, что составило не более 13 % всех поставок. Основными получателями СПГ из США стали Испания, Португалия, Италия и Турция.

Планы поставок американского СПГ были существенно выше, чем 500 млн м³, однако закупщики, по причине снижения цен на голубое топливо в Европе, перенаправляли газовозы адресатам в другие страны. Несмотря на активные поставки в 2016 г. американского СПГ в страны Латинской Америки, Ближнего Востока, а также Азии (в ноябре и декабре 2016 г. на регион пришлась почти треть всех поставок американского СПГ за год), мощности двух действующих линий экспортного терминала Sabine Pass в прошедшем году были загружены лишь на 37,5 %.

Позиция двух ведущих европейских стран – Франции и Германии, также создает неопределенность в отношении американского СПГ. Специализированное издание “Energypost” утверждает, что французское правительство рассматривает варианты запрета импорта американского сланцевого газа в сжиженном виде.

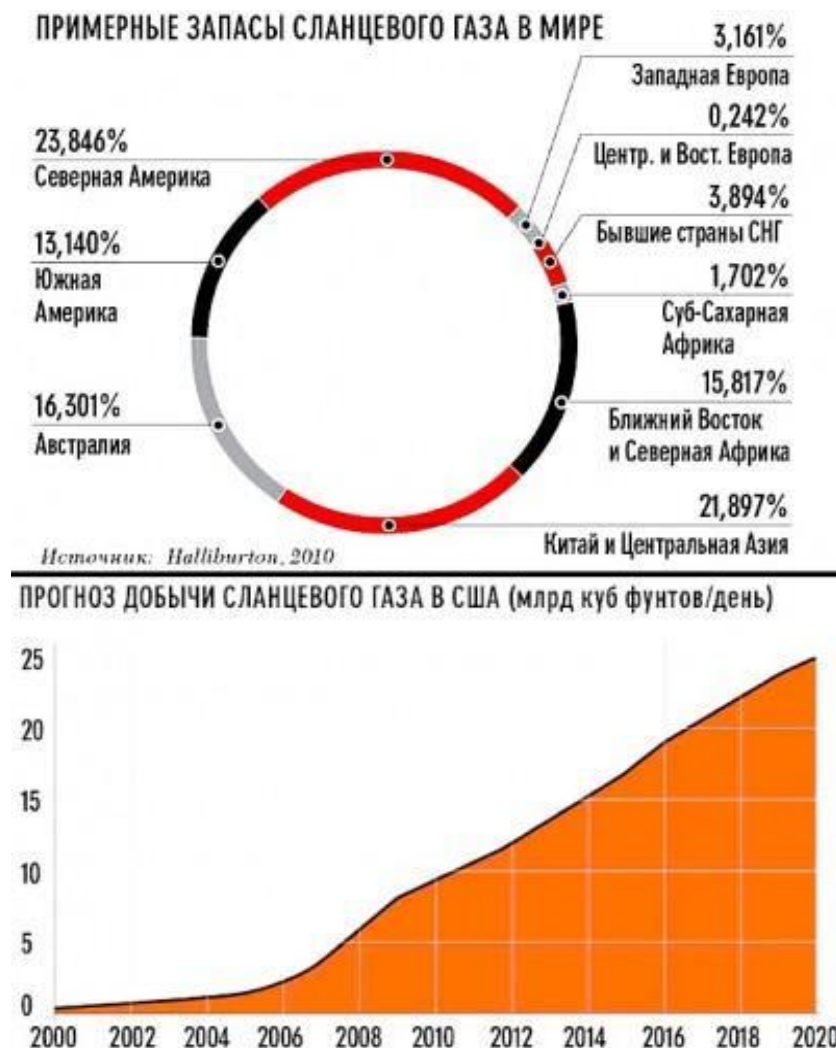


Рис. 2.10. Примерные запасы сланцевого газа в мире

Германия рассчитывает на рост поставок российского трубопроводного газа, при этом в стране отсутствуют терминалы по импорту СПГ. Крупнейший рынок в Восточной Европе – Польша. Несмотря на строительство терминала для поставки СПГ из Катара, Польша увеличивает потребление угля. Все эти негативные для поставок американского газа факторы приводят к тому, что этот газ пока оказывается невостребованным в Европе.

3 сентября 2009 г. в целях либерализации рынка электроэнергии и газа вступил в силу Третий энергопакет Евросоюза (ТЭП) в сфере поставок газа и электроэнергии, включающий в себя две директивы (2009/72/ЕС, 2009/73/ЕС) и три регламента [278].

Принятие ТЭП направлено на решение структурных проблем энергетической отрасли Евросоюза, стимулирование инвестиций в энергетическую инфраструктуру, объединение разобщенных энергетических рынков Евросоюза, расширение трансграничной торговли, что, в конечном

итоге, должно привести, по мнению разработчиков, к обеспечению большей эффективности в сфере поставок энергоресурсов и более высокой конкуренции в ЕС. Директивы направлены на разграничение бизнеса по транспортировке и реализации энергоресурсов, для этого вводятся жесткие ограничения по контролю транспортных сетей производителям и поставщикам газа. ТЭП призван разукрупнить активы вертикально интегрированных холдингов на составляющие – добычу, транспортировку и сбыт.

ОАО «Газпром» справедливо полагает, что таким образом Еврокомиссия стремится ужесточить контроль над рынком энергоресурсов и обязать «Газпром», как основного поставщика трубопроводного газа в страны ЕС, перейти от контрактной схемы поставок газа к спотовой. Обострение политического кризиса на Украине повышает неопределенность в отношении транзита российского газа в страны Евросоюза через территорию Украины. Динамика поставок российского газа на европейский рынок зависит от ряда факторов, в том числе темпов экономического роста, динамики собственной добычи газа, конъюнктуры цен на другие энергоносители — особенно в электроэнергетике — и стоимости газа на других мировых рынках.

Поставки российского газа в Европу включают кроме 18 стран ЕС (Австрия, Болгария, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Италия, Македония, Финляндия, Нидерланды, Польша, Румыния, Словакия, Словения, Франция, Хорватия, Чехия), также поставки в европейские страны, не являющиеся членами ЕС (Турция, Молдавия, Сербия, Босния и Герцеговина, Швейцария). Максимально зависят от украинской ГТС поставки российского газа страны – Молдавия, Словакия, Болгария, Босния и Герцеговина, Сербия, Македония. В эти странах уровень зависимости составляет 100 %. В 50 % оценивается зависимость от украинского транзита в Чехии, Греции, Венгрии и Австрии (рис. 2.11) [219, с. 490–496].

Зависимость большинства стран ЕС от украинского газового транзита усугубляется неудовлетворительным техническим состоянием украинской газотранспортной системы: уровень износа ГТС Украины близок к катастрофическому, более 70 % общей длины магистрального газопровода и 80 % оборудования компрессорных станций имеет средний срок эксплуатации свыше 20 лет, а по отдельным объектам – все 40 лет. Больше половины своего ресурса отработали 85 % машин, оборудования, сооружений, 62 % скважин. Объем инвестиций в Украинскую ГТС не спасает ситуацию. Высокий износ газотранспортных сетей приводит к ежегодным потерям до 2 млн м³ природного газа. Следовательно, из-за политических амбиций руководства Украины, и ужасающего технического состояния украинской ГТС ставится под вопрос бесперебойный транзит российского газа в Европу.

Договор о транзите газа в Европу между ОАО «Газпром» и украинской стороной истекает 31 декабря 2019 г. При этом российская сторона рассматривает вариант исключения Украины из схемы транзита. Вероятная стратегия поставки включает две альтернативных схемы: «Северный поток – 2» из России в Германию через Балтийское море» и «Турецкий поток» по дну Черного моря в Турцию и далее до границы с Болгарией.

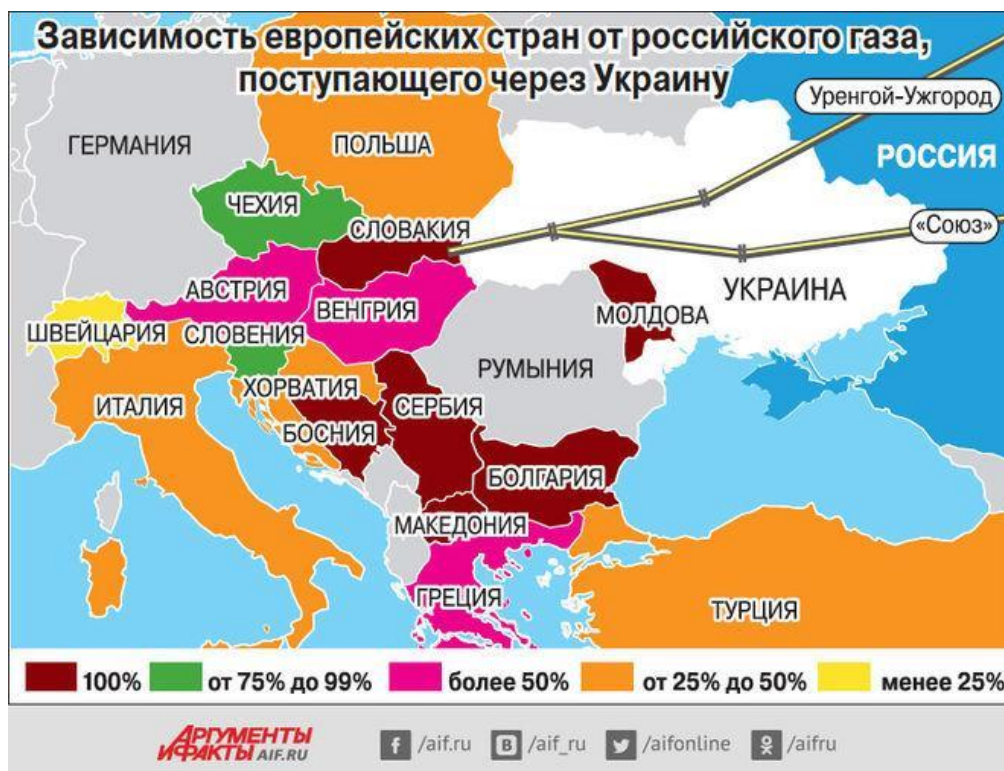


Рис. 2.11. Зависимость европейских стран от российского газа, поступающего через Украину

Рассматриваемые варианты возможной замены российского газа в будущем включают поставки по Южному газотранспортному коридору (сокращенный вариант проекта «Набукко»), включающему Южнокавказский газопровод (Баку — Тбилиси — Эрзурум), турецкий Трансанатолийский газопровод (TANAP) и Трансадриатический газопровод (TAP) с направлением через Грецию и Албанию в Италию и страны Южной Европы. Предполагаемая протяженность проекта — 3500 км. Основная цель проекта — повышение безопасности поставок газа в Европу, сокращение доли России как поставщика газа на газовом рынке Европы и, как следствие, сохранение Украины как транзитера газа. Заявленная стоимость проекта — порядка USD 45 млрд.

Следует отметить, что согласно Третьему энергопакету Газпром может потребовать предоставить ему 50 % емкости указанного газопровода, т.к. данный закон ЕС запрещает собственнику газопровода использовать более 50 % емкости. Еврокомиссия подтвердила, что будет соблюдать европейское законодательство. Таким образом, хотя газопровод может несколько сократить объемы поставок Газпрома, но с другой стороны проект может оказаться инвестированием ЕС в систему газопроводов для Газпрома в обход Украины.

Начальное заполнение газопровода планируется с азербайджанского месторождения «Шах Дениз» (около 10 млрд м³) и в дальнейшем с газовых месторождений Ирака и Ирана. В связи с окончанием строительства газопровода

«Восток – Запад», объединившего месторождения Туркмении и подписания Конвенции по статусу Каспийского моря, не препятствующей строительству Транскаспийского газопровода, реальным мощным (до 30 млрд. м³ в год) источником газа для ЮГК становится Туркмения.

Поставки газа в Грецию по Трансанатолийскому трубопроводу (открыт в июне 2018 г.) планируется начать в июне 2019 г., – после сдачи в эксплуатацию Трансанатолийского газопровода в Турции Италия также разрешила строительство газопровода ТАР для поставок азербайджанского газа через Грецию.

Предполагая общую сырьевую направленность экономики России в пределах существующего горизонта планирования и развивающуюся либерализацию газового рынка в странах Евросоюза, именно модернизация системы транспортировки арктического природного газа, носит фундаментальный стратегический характер [169, с. 94–102], поскольку импорт природного газа в страны ЕС составляет порядка 60% от потребления, причем 85% импортируемого газа поставляется «большой тройкой» – Россией ОАО «Газпром» (Россия), Statoil (Норвегия) и Sonatrach (Алжир). Следует особо подчеркнуть, что создание развитой системы арктических коммуникаций, включая газотранспортную составляющую, является основным инструментом обеспечения геополитического присутствия России в этом регионе [82, с. 39–45], а морские перевозки СПГ – содержанием стратегии морского природопользования в арктических акваториях.

На сегодняшний день основное беспокойство вызывают вопросы обеспечения энергетической безопасности в глобальном масштабе, особенно в условиях повышенного спроса на энергоресурсы в Азии и в частности в Китае. В соответствии с прогнозами МЭА к 2035 г. 44 %-й рост энергопотребления на 90 % придется на страны БРИКС (Бразилия, Россия, Индия, Китай и ЮАР), экономика которых не связана жестко с рынками ЕС и США. При этом природный газ становится единственным видом ископаемого топлива, потребность в котором к 2035 г. будет существенно выше, чем сегодня.

В мире формируется глобальный избыток газа, это повышает роль природного газа в мировой экономике, грядет наступление «золотого века газа». Именно здесь и находится один из основных импульсов развития экономики России. При этом России следует учитывать планы стран ЕС по переходу на СПГ, что порождает потребность в емкостях для хранения и транспортировки СПГ, а не в трубопроводах [81, с. 490–496].

Энергетическое партнерство России и стран Евросоюза не может быть игрой в одни ворота, каждая из сторон обязана слышать аргументы другой, при решении вопросов энергетической безопасности.

Глава 3.

ТЕНДЕНЦИИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

3.1. Уровень потребления природного газа в странах ЕС

Несмотря на активные попытки со стороны стран членов Европейского союза (ЕС) значительно снизить энергопотребление и сократить уровень выбросов парниковых газов к 2020 г., промежуточные итоги, выглядят неоднозначно. Напомним, что согласно стратегии «20-20-20», ЕС стремится к увеличению доли энергии, получаемой из возобновляемых источников (ВИЭ), а также к снижению энергопотребления и сокращению выбросов углекислого газа к 2020 г. на 20%, по сравнению с 1999 г.

Доля ВИЭ, в общем объеме энергопотребления, по итогам 2016 г., составила 16,7%. Лидером является Швеция, которая получает более 53% энергии из возобновляемых источников, далее идут Финляндия – 39% и Латвия – 37,5%. Основное беспокойство аналитиков вызывает необходимость сокращения выбросов углекислого газа, поскольку достигнуть планируемых значений данного показателя, без использования наиболее чистого углеводородного сырья – природного газа, не удастся. И вот здесь возникает серьезное противоречие, так как собственные запасы и объемы добычи газа, не позволяют обеспечить потребности ЕС в этом виде углеводородного сырья, остается наращивать объемы закупок, что будет противоречить самой стратегии энергетической безопасности, поскольку еще сильнее увеличит зависимость от импортного топлива. Справедливости ради, стоит отметить, что увеличение закупок природного газа продиктовано не только экологическими требованиями, но и снижением цен на данный вид топлива, ростом экономик отдельных стран, а также возросшим спросом на газ, со стороны населения, для отопления жилого сектора, а также ТЭС, отказавшихся от угля в пользу газа.

В конце первого десятилетия 21 века объем добываемого в ЕС газа составлял чуть более 205 млрд м³ в год, а это практически 40% от объема годового потребления. Причем максимальное значение – 232 млрд м³ дотировано 2001 г. Однако в последние годы объемы добываемого газа постоянно сокращаются, из-за истощения месторождений, повышения производственных издержек, а также землетрясений, участвовавших в зонах газодобычи. В результате, по предварительным данным, объем газодобычи в 2016 г., составил порядка 115-120 млрд м³ при годовом потреблении 453 млрд м³. То есть, можно говорить о том, что за период с 2007 по 2016 гг., доля собственного природного газа в общем объеме потребления стран ЕС сократилась с 40 до 25%. Ситуацию можно было бы исправить за счет освоения сланцевых газовых месторождений, которые были обнаружены на территории Германии. Однако по словам представителя правления германской газовой

компании «WINTERSHALL» М. Мерена, освоение сланцевых месторождений в обозримом будущем осуществляться не будет. Основной причиной является противодействие со стороны общественных движений и политических сил, которые озабочены применением технологии гидроразрыва пласта (фрекинга), необходимой для осуществления добычи сланцевой нефти и газа [164, с. 78].

Доля поставок российского газа (ПАО «Газпром») растет. В 2017 г. доля поставок газа в страны ЕС и Турцию составляла 34,2%. В 2018 г. доля поставок газа в страны ЕС и Турции достигла рекордных значений и составила 36,7%.

«Турецкий поток» — экспортный газопровод из России в Турцию по дну Черного моря в обход транзитеров с планом продолжения до границы Турции с сопредельными странами. Первая нитка газопровода мощностью 15,75 млрд м³ газа в год рассчитана на турецкий рынок, вторая — аналогичная — на поставки газа в страны Южной и Юго-Восточной Европы. Турция в итоге станет новым газовым хабом для поставок газа на Балканы и в Южную Европу.

Пока же российский газ в Турцию поступает по газопроводу «Голубой поток» и через Украину, Молдавию, Румынию и Болгарию по Трансбалканскому коридору. Последний является маршрутом для поставок турецкой Botas и частным турецким импортерам газа. По Трансбалканскому газопроводу частные турецкие компании покупают у ПАО «Газпром» около 10 млрд м³ в год. Всего в 2017 г. поставки газа из РФ в Турцию составили 29,03 млрд м³.

В настоящее время, основными поставщиками природного газа в страны ЕС являются Россия, Норвегия и Алжир, на долю которых приходится от 80 до 85% импортируемого газа. В виде СПГ, Норвегией и Алжиром, направляется лишь небольшая часть природного газа, основные поставки осуществляются с помощью трубопроводов. Так в Европу из Алжира проложены три газопровода. Первый — TRANSMED, мощностью 36 млрд м³, соединяет Алжир и Италию, второй и третий VEDGAS и MAGHREB-EUROPE, соединяет Алжир с Испанией, общая мощность этих газопроводов составляет 19,5 млрд м³ [120]. Крупнейшим игроком, в энергетическом секторе Алжира является основанная в 1963 г. компания SONATRACH. В настоящее время, компания осуществляет контроль практически над всей нефтегазовой индустрией страны. Кроме того, Алжир располагает СПГ-терминалами, мощность которых, по разным оценкам, составляет от 30 до 33 млрд м³, однако используются эти мощности лишь на половину.

Располагая довольно внушительными доказанными запасами природного газа, по оценкам специалистов они колеблются от 4,5 до 4,9 трлн м³, Алжир является надежным поставщиком, обеспечивая до 30% потребностей в газе Италии, 15% Франции, 45% Португалии и более 50% Испании. Тем не менее, ситуация не так однозначна, несмотря на то, что показатели добычи газа, в последние 10 лет в Алжире стабильны, экспортный потенциал серьезно ослабевает. Основной причиной является постоянно растущий внутренний спрос на газ, который, по оценкам специалистов, к 2025 г. может составить порядка 55 млрд м³, для сравнения, в 2011 г. он составлял 32,8 млрд м³, а в 2015-м уже более 39 млрд м³. Кроме того, перспективы увеличения добычи газа (как и нефти) весьма туманны, это объясняется истощением месторождений, которые эксплуатируются в течение нескольких десятилетий. Так отношение резервов к добыче газа в Алжире колеблется от 23,5 до 24,5, а это крайне низкие значения, свидетельствующие о значительной нагрузке на месторождения, для сравнения в Нигерии и Саудовской Аравии они составляют 62 и 72 соответственно [120].

Все это дает повод говорить не о возможности увеличения поставок природного газа в страны Европейского союза, которые судя по тенденциям последних двух лет в этом заинтересованы, а о сохранении экспорта в существующих объемах.

Несмотря на то, что Норвегия обладает не столь внушительными (по сравнению с Россией, Ираном, Катаром и Алжиром) доказанными запасами природного газа, порядка 2,3 трлн м³ (17-е место в мире), выгодное географическое положение, а также развитая газотранспортная система, протяженностью более 8 тысяч км, и максимальной пропускной способностью около 125 млрд м³, сделали ее вторым по объемам поставок газа партнером стран ЕС, с претензиями на лидерство. Согласно данным, представленным нефтяным директором Норвегии основными потребителями норвежского газа являются Бельгия – 14,2 млрд м³, Франция – 15,4 млрд м³, Великобритания – 29,2 млрд м³, Германия – 41,2 млрд м³ [198, с. 429]. Объем газа, экспортируемого в эти страны составляет от 25 до 40% от объема их ежегодного потребления. Главным экспортером газа (более 78% от общего объема экспортируемого норвежского газа) и нефти в Норвегии является государственная компания STATOIL. Общий объем, поставляемого в страны ЕС газа составляет от 90 до 105 млрд м³, причем до потребителей газ доставляется не только с помощью газопровода, но и в виде СПГ. По данным нефтяного директората Норвегии, ежегодный объем экспорта СПГ составляет от 4 до 5 млрд м³. Несмотря на заявления главы МИД Норвегии Б. Берге о возможности увеличения поставок природного газа в страны ЕС в кратчайшие сроки на 8-12%, до реального исполнения намерений дело не дошло. Как и в случае с Алжиром, основной причиной является истощение месторождений. По оценкам специалистов международного энергетического агентства (МЭА), Норвегия продолжит снижать добычу газа на 1,1-1,5% в год, в течение следующих 15-20 лет, то есть к 2030 г. падение составит 25-30%. Сомнений в том, что Норвегия не сможет удовлетворить спрос Европы на природный газ уже не осталось [118].

В отличие от Алжира и Норвегии, Россия обладает значительными запасами природного газа, которые могли бы удовлетворить спрос стран-членов ЕС на данный вид углеводородного сырья. В настоящее время РФ располагает развитой сетью газопроводов общей протяженностью более 178 тысяч км. Однако поставки природного газа в страны ЕС сопряжены с риском, вызванным сложившейся ситуацией в Украине.

Несмотря на возникающие трудности и откровенно политические решения, принимаемые рядом стран-членов ЕС, «Газпром» совместно с крупнейшими нефтегазовыми компаниями Европы – SHELL, WINTERSHALL, ENGIE, OMV создали консорциум для строительства нового газопровода «Северный поток – 2». Планируемая мощность газопровода 55 млрд м³, в случае реализации данного проекта, а также дозагрузки мощностей газопровода «Северный поток» отпадет необходимость использования украинской газотранспортной системы для транзита газа европейским потребителям. Стоит признать, что среди противников данного проекта выступают несколько стран-членов ЕС, для одних это политическое противостояние, для других – потери транзитной прибыли, в случае отказа от использования украинского участка газопровода. Тем не менее падение объемов газодобычи в ЕС, рост спроса на «голубое топливо», а также личная заинтересованность «локомотива»

европейской экономики – Германии, в увеличении объемов поставок и снижении рисков, серьезно повышают шансы на реализацию данного проекта.

Еще одним реальным поставщиком газа, в ближайшей перспективе могли бы стать Соединенные Штаты Америки, продекларировавшие свои намерения о поставках СПГ, в том числе и в страны ЕС. Однако, не смотря на громкие заявления некоторых аналитиков и появление статей с заголовками о начале «ценовой войны» в Европе между трубопроводным газом из России и американским СПГ до реальной конкуренции на энергетическом рынке, между обозначенными странами, дело пока не дошло. За последние годы рост экспорта российского газа в сорок раз превысил объемы СПГ, экспортированного из США в страны ЕС [164, с. 78].

Еще одним поставщиком СПГ на рынок ЕС является Катар. Катар в состоянии, в случае необходимости, нарастить поставки газа, однако, как и в случае с США, стоимость СПГ, по сравнению с трубопроводным газом, поставляемым из России и Норвегии, выше на 50-75%. То есть, можно говорить о том, что альтернативы российскому газу, на данном этапе нет. И если европейские страны, при заключении контрактов на покупку природного газа, во главу угла будут ставить принцип экономической целесообразности, то доля российского газа, в общем объеме потребления стран ЕС, к 2020 г., может возрасти до 37-38%.

В Норвегии основным экспортером углеводородов является государственная компания «EQUINOR» (до мая 2018 г. называлась «STATOIL»). По итогам 2017 г. Норвегия экспортировала в Европу рекордные 122,9 млрд м³ газа, причем 5,6 млрд м³ было экспортировано в виде сжиженного природного газа (СПГ), а остальной объем, с помощью трубопроводной сети [117]. По данным «EQUINOR», такой объем поставок позволил Норвегии занять 25% в общем объеме потребления газа ЕС. Не удивительно, что сразу после этого последовало заявление генерального директора газового оператора «GASSCO» Фруде Леверсунда о ключевой роли норвежского газа на энергетическом рынке ЕС [117].

Следует отметить, что длина трубопроводной сеть газотранспортной системы Норвегии превышает 8,1 тыс. км, а пропускная способность составляет порядка 120 млрд м³ газа в год. Подавляющая часть трубопроводного газа поставляется с месторождений «Snohvit» и «Troll». Месторождение «Troll», расположенное в Северном море было открыто скважиной еще в 1979 г. Это крупнейшее нефтегазовое месторождение в Северном море, где сосредоточено около 60% всех запасов норвежского газа. Еще в 2015 г. добыча газа на этом месторождении по техническим причинам была ограничена, однако в октябре 2016 года ограничение было снято, а объем добычи увеличен с 30 до 33 млрд м³ газа в год. Основными потребителями норвежского газа являются Германия, Великобритания, Франция и Бельгия. На рис. 3.1 представлены данные об объемах экспорта газа из Норвегии в ЕС, включая СПГ.

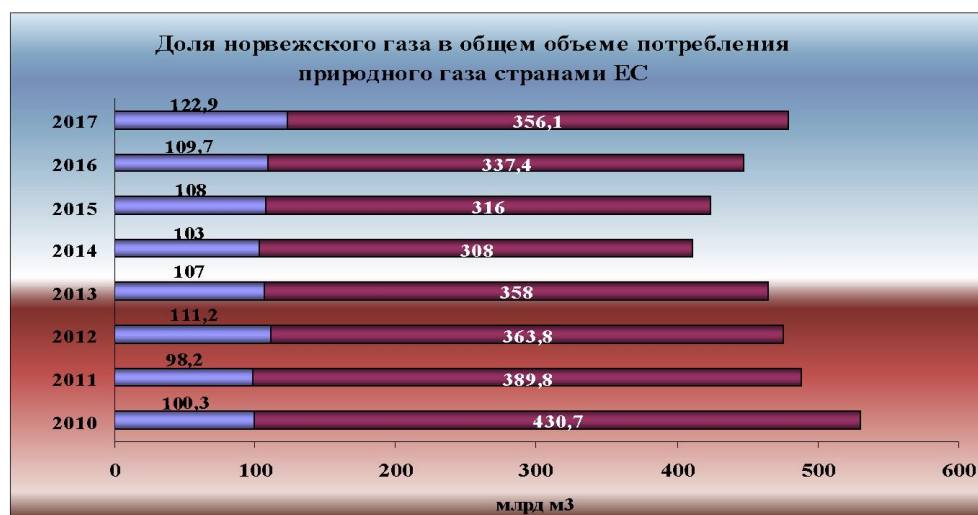


Рис. 3.1. Доля норвежского газа в общем объеме потребления природного газа странами ЕС (млрд м³) [185, с. 44]

Согласно представленным данным, можно говорить о том, что доля Норвегии на газовом рынке ЕС, в период с 2010 по 2017 гг. включительно, возросла с 18,9 до 25%. Намечившаяся в последние годы тенденция к увеличению объемов импорта природного газа, в корне противоречащая стратегии энергетической безопасности Европы, обусловлена несколькими причинами: во-первых, значительным сокращением газодобычи в странах ЕС, с 235 млрд м³ в 2001 г. (максимальное значение), до 115-120 млрд м³ в 2017 г.; во-вторых, снижением цен на газ, а также ростом экономик отдельных стран Европейского союза; в-третьих, переходом большинства ТЭС с угля на газ, а также довольно суровыми зимними периодами 2016 и 2017 гг.

Тем не менее, главным поставщиком природного газа на европейский рынок остается Россия. Согласно данным ПАО «ГАЗПРОМ», по итогам 2017 г. компанией было поставлено 193,9 млрд м³ газа в страны дальнего зарубежья. Основными потребителями российского газа являются страны ЕС – около 156 млрд м³ и Турция – 29 млрд м³ [62]. По оценкам специалистов, на начало 2018 г., наша страна занимает 1-е место в мире по доказанным запасам природного газа – около 50 трлн м³, при этом общий объем газодобычи по итогам 2017 года составил 690 млрд м³, больше газа добывается только в США – 775 млрд м³. В табл. 5.1 представлены данные об объемах импорта российского газа странами ЕС, а также уровне среднегодовых ценах на газ.

Из табл. 3.1 следует, что объем закупок странами ЕС российского газа после нескольких лет сокращения, начиная с 2015 г., неуклонно растет практически прямо пропорционально общему темпу роста потребления природного газа странами ЕС.

Таблица 3.1

Объемы поставок российского природного газа в страны ЕС, млрд м³ [223]

Год	Импорт российского газа странами ЕС, млрд м ³	Объем потребления природного газа странами ЕС, млрд м ³	Среднегодовые цены на природный газ для стран ЕС, USD/1000 м ³
2010	137,8	531,0	268,5
2011	132,2	488,0	339,0
2012	134,3	475,0	347,9
2013	137,2	465,0	335,1
2014	121,2	411,0	313,8
2015	132,1	424,0	226,0
2016	154,3	447,0	167,0
2017	155,9	479,0	180,0

Следует подчеркнуть, что большая часть российского газа добывается в арктических регионах, для которых характерны суровые природно-климатические условия жизнедеятельности. По данным Федеральной службы государственной статистики объем добычи природного газа в 2017 г. в Ямало-Ненецком автономном округе превысил отметку в 505 млрд м³, что составляет более 70% от общего объема газодобычи в стране. Кроме того, Ямало-Ненецкий АО является лидером, среди всех регионов РФ и по доказанным запасам природного газа, которые оцениваются в 40,25 трлн м³ [69].

В настоящее время для перемещения природного газа используют два экономически целесообразных способа транспортировки морской и сухопутный.

Сухопутная транспортировка российского арктического природного газа в страны ЕС, в основном, осуществляется с помощью газопроводов. На начало 2018 г. протяженность составляет этих газопроводов составляет более 171 тыс. км, а вся инфраструктура является частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ). ПАО «ГАЗПРОМ» является оператором ЕСГ России, а сам комплекс, позволяет осуществлять транспортировку, хранение, переработку и распределение, фактически обеспечивая полный цикл поставок природного газа до конечного потребителя.

Так как основными потребителями арктического природного газа являются страны ЕС, для его транспортировки создан специальный Северный коридор. Стоит отметить, что странами Европейского союза проект «Ямал-Европа» отнесен к приоритетным. Поставляемый в Европу газ в основном идет с крупных месторождений, обеспечивающих суммарную валовую добычу свыше 300 млрд м³ в год - Харасавэйское, Крузенштернское, Бованенковское и Заполярное.

Для того, чтобы добываемый на территории полуострова газ попадал в ЕСГ были построены газопроводы «Бованенково-Ухта» и «Бованенково-Ухта 2» общей пропускной способностью 115 млрд м³, протяженность каждой ветви превышает 1200 км. Помимо перечисленных Северный коридор включает в себя следующие газопроводы – «Ухта-Торжок», «Ухта-Торжок 2», «Грязовец-Усть-Луга», «Грязовец-Выборг», «Северный поток» и «Северный поток 2». С

помощью перечисленных газопроводов удовлетворяются потребности в природном газе не только стран ЕС, но и Северо-Запада России.

Газопровод «Северный поток» проходит по дну Балтийского моря (более 1220 км) и соединяет Выборг и Грайфсвальд, пропускная способность 55 млрд м³ в год. Строительство газопровода «Северный поток 2» пропускная способность которого также должна составить 55 млрд м³ в год, а протяженность более 1200 км, не смотря на возникающие трудности, продолжается. По мнению большинства экспертов, в ближайшее время, должны быть получены положительные решения по данному проекту. Разница между двумя проектами, имеющими одинаковую максимальную пропускную способность – 55 млрд м³, состоит в том, что «Северный поток» берет свое начало в бухте Портовая, которая расположена рядом с г. Выборг, а «Северный поток – 2» в Усть-Луге [73].

Запланированная мощность Северного коридора ограничивается уровнем 110 млрд м³, этого явно недостаточно в условиях возросшего спроса на природный газ со стороны стран ЕС. Ситуация осложняется тем, что в условиях украинского геополитического кризиса ПАО «Газпром» не видит в Украине надежного партнера, и по всей видимости, после окончания контрактных обязательств (конец 2019 г.), предпочтет ограничить транзит российского газа до минимально возможных объемов.

В сложившихся обстоятельствах, когда проект «Южный поток» под давлением Еврокомиссии был отменен, а проект «Турецкий поток» еще не реализован (идет активная фаза строительства, уложено более 60% газопровода) необходимо учитывать, что: во-первых, спрос на природный газ в странах ЕС вырос; во-вторых, страны ЕС предпочитают покупать наш газ, который дешевле американского СПГ.

В результате, если не удовлетворить возросший спрос на европейском газовом рынке, то это сделают другие игроки, что позволит им занять часть рынка или увеличить свою долю. В сложившейся ситуации одним из наиболее перспективных видится вариант с использованием морского способа транспортировки природного газа.

Что касается морской транспортировки СПГ, то мировая торговля этим видом природного газа приобрела глобальный характер только в последние годы, ввиду значительного роста потребления СПГ в 1980–2017 гг. (рис. 3.2.)

Следует отметить, что в период с 1980 по 2010 гг. наблюдался устойчивый рост потребления сжиженного природного газа на 6-9% в год, однако, начиная с 2011 по 2016 гг. темпы роста значительно сократились. Тем не менее, 2017 г. ознаменовался значительным ростом потребления СПГ, который составил около 10%, основной причиной послужило увеличение спроса, практически на 50%, со стороны Китая, который решил отказаться от угля в пользу газа.

Сегодня наблюдается ситуация, когда объем потребления газа в странах ЕС за 3 года вырос на 15% (до 479 млрд м³), а объем собственной добычи существенно сократился (до 110 млрд м³), а к 2020 г. составит не более 100 млрд м³. При этом потребление газа в странах ЕС, от года к году будет расти. Это объясняется и восстановлением экономик отдельных стран, и отказом многих ТЭС от угля в пользу газа. Так к 2020 г. ожидается рост объема потребления газа в странах ЕС до уровня 530 млрд м³.



Рис. 3.2. Объемы мирового потребления СПГ в 1980-2017 гг., млн т [107]

При этом следует подчеркнуть, что рост спроса на газ в 2016–2018 гг. был отмечен в тех странах, которые стремятся минимизировать использование ископаемого топлива в пользу альтернативных источников энергии. И поэтому сокращают добычу газа (Нидерланды на 90% и Великобритания – на 56%). Но увеличение импорта российского газа Данией более чем на 150% явилось не предсказуемым.

3.2. Обеспечение конкурентоспособности российского природного газа на европейском энергетическом рынке

Промышленное производство природного газа в странах ЕС в период с 2001 по 2017 гг. сократилось практически в два раза, с 235 до 118 млрд. м³. Основными причинами снижения газодобычи стало истощение месторождений в Великобритании, где объем добычи сократился в три раза, а также участвовавшие землетрясения в Нидерландах (около 100 землетрясений в год), вынудившие власти пойти на крайние меры. Дело в том, что месторождение Гронинген, расположенное в Нидерландах, является крупнейшим из действующих в странах ЕС, в настоящее время, и решение о значительном сокращении добычи далось не легко. Тем не менее, сокращение промышленного производства происходит более быстрыми темпами, чем это ожидалось. Если в 2017 году, объем добычи составил 24 млрд м³, то по итогам 2018 г. не превысит и 20 млрд м³, в то время как планировалось выйти на 21,5 млрд м³. Для сравнения, в период с 2010 по 2013 гг. объем добычи природного газа на месторождении составлял в среднем 50 млрд м³. Ситуацию можно было бы исправить, но о перспективах добычи сланцевого газа, основные запасы которого находятся на территории Германии, энергетические компании, из-за серьезного сопротивления со стороны населения и общественных движений,

даже не помышляют. Динамика снижения собственной добычи природного газа странами ЕС в 2010-17 гг. см. на рис. 3.3.

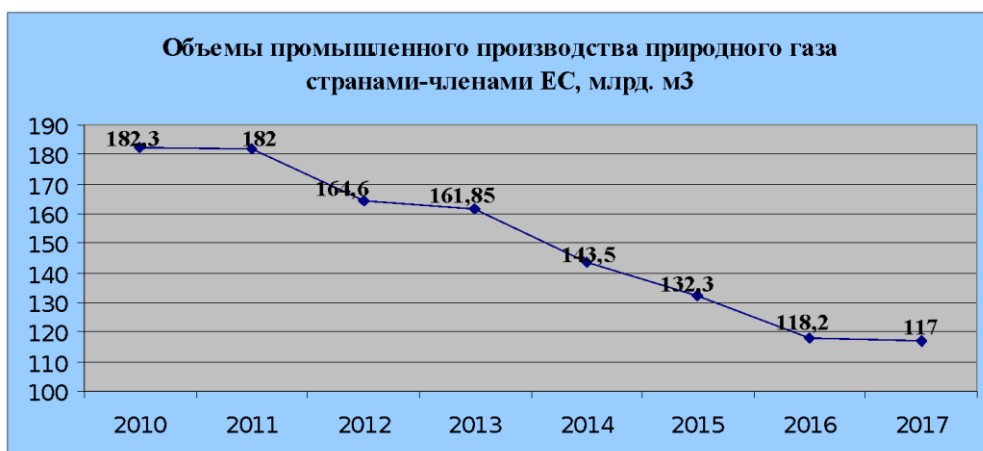


Рис. 3.3. Промышленное производство природного газа странами-членами ЕС, млрд м³

В результате, объем потребления природного газа, как и объемы экспорта стран Европейского союза, после нескольких лет сокращения, начиная с 2015 г., неуклонно растут. По итогам 2017 г., объем потребления природного газа, всеми странами ЕС, составил 469 млрд м³ [62]. К числу основных причин, побудивших страны Европейского союза увеличить объемы закупок можно отнести: длительные зимние периоды последних двух лет; опережающие темпы развития экономик отдельных стран ЕС; значительное снижение внутренней добычи газа практически на 50%, в период с 2001 по 2017 гг.; переход на более «чистое» углеводородное топливо.

Растущий спрос на природный газ, со стороны предприятий и домохозяйств дает основания с большой долей вероятности утверждать о том, что в ближайшей перспективе объемы потребления природного газа странами ЕС возрастут.

Ключевыми поставщиками природного газа в страны Европейского союза, на долю которых приходится более 80% от общего объема закупаемого газа, являются Россия, Норвегия и Алжир.

Важнейшим экспортером природного газа в страны ЕС является Норвегия. Динамика увеличения норвежского участия в европейском потреблении природного газа представлена на рис. 3.1. Объем экспортируемого Норвегией в страны ЕС газа возрос на 22,5%. В результате доля норвежского газа на рынке стран ЕС увеличилась с 18,8% в 2010 г., до 25% по итогам 2017 г.

Согласно прогнозным данным аналитиков норвежского нефтяного директората, в 2018 и 2019 гг. ожидается сокращение добычи, как нефти, так и природного газа, в первую очередь, из-за выработки газовых месторождений. Однако начиная с 2020 г. прогнозируется рост добычи, в первую очередь, нефти, за счет ввода новых месторождений. В течение 2017 года Норвегией было пробурено 34 скважины, половина из них приходится на Баренцево море, где по

оценкам специалистов находится большая часть неоткрытых запасов углеводородов. По итогам бурения было открыто 11 новых месторождений, для сравнения, в 2016 г. их было 18. Тем не менее, все месторождения невелики и лишь некоторые из них могут принести прибыль.

Особые надежды возлагались норвежской стороной на месторождение «Johan Sverdrup», однако они оправдали себя не в полной мере. Запасы нефти оказались огромными – более 3 млрд баррелей нефти, что сразу же сделало проект одним из самых больших в Норвегии за всю историю [95]. Что касается газа, то каких-либо крупных запасов, в последние годы, обнаружено не было. Аналитики уже неоднократно заявляли об отсутствии официальных данных со стороны нефтяного директората Норвегии, о планируемых объемах добычи газа в стране, после 2020 г. Как уже отмечалось, последние данные, свидетельствовали о плановом снижении добычи в 2018-2019 гг. В результате, уже по итогам 2018 г., доля норвежского газа на рынке стран ЕС сократится. При этом сразу же возникает ряд вопросов: насколько сократится объем добычи газа в стране, какова будет доля норвежского газа на европейском рынке и кто восполнит недостающий объем в условиях роста объема потребления газа в Европе?

Таким образом, можно говорить о том, что в ситуации, когда потребление природного газа в странах ЕС постоянно растет, Норвегия не в состоянии не только увеличить объемы поставок, но и сохранить свою долю на рынке Европы (25%), что дает возможности потенциальным конкурентам – России, Алжиру и США для «захвата» части рынка. Остается только понять, какой из стран удастся выиграть конкурентную борьбу за освобождающуюся часть европейского рынка.

Важным игроком на энергетическом рынке стран Европейского союза является Алжир. Разведанные запасы природного газа в стране достигают отметки в 4,5 трлн. м³, правда, по оценкам специалистов, реально извлекаемый объем составляет порядка 2,6 трлн м³. Кроме того, Алжир имеет развитую трубопроводную сеть, соединяющую его с Испанией и Италией, а также сеть СПГ-терминалов общей мощностью порядка 32 м³. Важно понимать, что функционирующие газопроводы «Мидкат», «Медгаз», а также «Магриб-Европа» суммарной пропускной способностью более 27 млрд. м³, соединяющие Алжир с Испанией, а также газопровод «Трансмед» (36 млрд м³), связывающий страну с Италией, имеют далеко не 100% загрузку. Так по итогам 2017 г. объем экспорта природного газа едва достиг отметки в 54 млрд. м³.

Государственная компания «Sonatrach» является основным поставщиком углеводородов, а основными покупателями алжирского газа, традиционно выступают Испания (порядка 50% от внутреннего потребления природного газа), Италия (более 25%), Португалия (от 45 до 50%) и Франция (до 15%). Не смотря на все заявления алжирской стороны, о планах по увеличению объемов поставок природного газа в страны ЕС до 50-55 млрд. м³, и СПГ, преимущественно в Турцию, Пакистан и другие азиатские страны в объеме от 40 до 45 млрд. м³, в действительности ситуация выглядит менее оптимистично. Обладая внушительными запасами природного газа, Алжир не в состоянии, в краткосрочной перспективе, значительно увеличить объемы поставок, и причин тому несколько.

Во-первых, «Sonatrach» не в состоянии увеличить объемы газодобычи. Дело в том, что практически все месторождения эксплуатируются в течение

длительного периода времени (некоторые несколько десятилетий) и имеют высокий уровень выработки. А для разработки новых месторождений требуются значительные финансовые ресурсы, которых у Алжира просто нет. Руководство в течение нескольких лет пытается привлечь иностранные компании к разработке новых месторождений, однако ни российские ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть», ни французская «Тоталь», ни испанская «Repsol» не спешат вкладывать значительные средства в совместные проекты. Более того, ПАО «Роснефть» стремится продать свою долю в совместном проекте, который предполагал освоение таких месторождений как Северный Тесселит, Восточный и Западный Такуазет, считая его перспективность весьма сомнительной [193].

Во-вторых, значительно возросло внутреннее потребление природного газа, с 32 млрд. м³ в 2010 году до 50 млрд м³ по итогам 2017 гг., и по оценкам специалистов к 2023 г. может достигнуть отметки в 55 млрд м³. Внутренний спрос на газ распределяется следующим образом: 20% от общего объема использует в своей деятельности сама компания «Sonatrach», 41% электростанции, 10% предприятия промышленности и 29% домашние хозяйства [120].

В-третьих, несмотря на то, что Алжир обладает значительными запасами сланцевого газа, извлекаемые объемы которого составляют порядка 19-20 трлн м³ разработка данных месторождений, в ближайшей, а, скорее всего и среднесрочной перспективе, не начнется. Подавляющая часть запасов сконцентрирована в восточной и центральной областях страны. В случае разработки этих месторождений, алжирская сторона могла бы не только удовлетворить возросший внутренний спрос на газ, но и значительно увеличить объемы поставок, как в азиатские страны, так и в страны Европейского союза. В период с 2012 по 2015 гг. на сланцевых месторождениях, силами компании «Sonatrach», при поддержке специалистов из Европы, проводились геолого-разведочные работы. Однако такая инициатива вызвала серьезное недовольство у местного населения, в ряде городов, даже, прошли массовые протесты. Необходимость применения технологии фрекинга (гидроразрыва), а также использование значительного количества пресной воды стало основной причиной недовольств. Компания заявляла о необходимости инвестирования в отрасль, порядка 60-65 млрд. долл. США, однако информации о том, сколько средств было вложено на самом деле нет. Кроме того, по оценкам специалистов, добыча сланцевого газа в Алжире, в 4 раза дороже, чем добыча традиционного газа.

Тем не менее, в апреле 2017 г. А. У. Каддуром – гендиректором «Sonatrach» было сделано заявление о том, что компания планирует увеличить объем поставок природного газа в страны Европейского союза, и уже заручилась поддержкой Франции, Италии и Испании. Более того, в заявлении прозвучала фраза о существующей договоренности с Брюсселем о том, что доля алжирского газа на рынке стран ЕС к 2022-2025 году возрастет до 13-15% [183].

Вскоре после этого заявления была распространена информация о заключении трехстороннего соглашения между испанской «Repsol», французской «Total» и алжирской «Sonatrach» о совместной разработке газоконденсатного континентального месторождения Tin Fouye Tabnkoft.

Соглашение рассчитано на 25 лет, причем планируется, что уже в ближайшие 6 лет французская и испанская стороны инвестируют более USD 320 млн для доведения и поддержания уровня добычи газа на этом месторождении до 3 млрд м³ в год.

При этом алжирская сторона сохраняет контроль над своими активами. Также следует подчеркнуть, что французская компания работает в стране с 1952 г., а разрабатываемое месторождение является одним из самых крупных в стране, где добыча осуществляется с привлечением зарубежных компаний. С марта 2018 г. «Total» начала добычу на другом алжирском месторождении – Timimoun, ожидается достижение максимального уровня добычи в 1,6 млрд м³ в 2019-2020 гг. В декабре 2017 г. начались работы по добыче природного газа на четырех из шести месторождений проекта Reggane Nord, планируется, что максимальный уровень добычи в 3 млрд м³ будет достигнут уже в 2020 г.

В целом реализация новых проектов Timimoun и Reggane Nord, а также планируемого к запуску проекта Touat, позволит Алжиру увеличить добычу на 8,5–9 млрд м³ в год [183].

Реализация перечисленных проектов создает предпосылки для увеличения экспортного потенциала Алжира и свидетельствует о том, что «Sonatrach» сможет нарастить поставки природного газа в страны ЕС в ближайшие 3–4 года.

Тем не менее, не смотря на положительные тенденции развития газового сектора Алжира последних двух лет, намеченные планы – увеличение доли алжирского газа на рынке ЕС до 15% к 2022 г. практически не выполнимы, поскольку в стране стремительными темпами растет внутреннее потребление природного газа и к тому же даже всей алжирской добычи природного газа недостаточно для достижения поставленной цели.

К тому же увеличение цен на нефть повлекло за собой и повышение цен на алжирский газ, что не могло не сказаться на снижении экономической конъюнктуры алжирского газа на европейском энергетическом рынке.

Таким образом, Алжир, в отличие от Норвегии, пока не сможет составить России существенную конкуренцию. При этом следует подчеркнуть, что успехи Алжира в газовой промышленности позволят удовлетворить растущий внутренний спрос.

Потенциальным конкурентом ПАО «Газпром» в борьбе за европейский рынок природного газа может стать сжиженный природный газ из США. Еще 15 лет назад в такое было сложно поверить, штаты являлись крупнейшим импортером природного газа в мире. Однако ситуация изменилась кардинальным образом после того, как была разработана и успешно внедрена технология фрекинга, позволяющая извлекать нефть и газ сланцевых пород. Всего за несколько лет объем газодобычи в стране увеличился настолько, что США смогли не только удовлетворить внутренний спрос на газ, но и заявили о намерении выйти на внешние рынки. Стоит отметить, что, учитывая местное законодательство, сделать это добывающие компании могут только с официального разрешения властей, которые правда, с нескрываемым удовольствием поддержали эту инициативу. В результате, предназначенные для импорта природного газа терминалы начали переоборудовать на экспорт, причем потрачено на эти цели было более 65 млрд долл. США.

В настоящее время, ключевым экспортером сжиженного природного газа в стране является «Cheniere Energy». Основные мощности компании по сжижению газа располагаются на побережье Мексиканского залива, максимальный объем производства составляет немногим более 18,5 млрд м³ газа в год. Тем не менее, в планах компании к 2022 г. нарастить объемы производства до 45-50 млрд м³, а 50% из них поставлять в страны Европейского союза [206].

Остановившаяся на механизме газового ценообразования в США, следует подчеркнуть, что он довольно прост, основная цена на газ формируется на американской бирже «HENRY HUB», и по итогам 2017 г. средневзвешенная стоимость 1000 м³ составила 107 долл. Далее в итоговую стоимость включаются: премия от биржевой стоимости газа, в размере 15%; плата за сжижение – 107 долл. за 1000 м³; стоимость доставки – 35-36 долл. за 1000 м³ и регазификация – 14 долл. В результате, стоимость американского СПГ для стран ЕС, в 2017 г. составила 280 долл. США за 1000 м³ [102, с. 31–40]. Для сравнения, стоимость российского газа для стран Европейского союза, в течение прошлого года колебалась от 180 до 190 долл. за 1000 м³. Это еще раз подтверждает, что поставки СПГ в страны ЕС осуществляются только благодаря контрактным обязательствам.

При этом, следует отметить, что количество стран, покупающих американский СПГ возросло с 14 в 2016 г., до 26 в 2017 г. Представленные на рис. 3.4 данные дают представление о том, в какие регионы, и в каком объеме осуществлялись поставки СПГ из США.

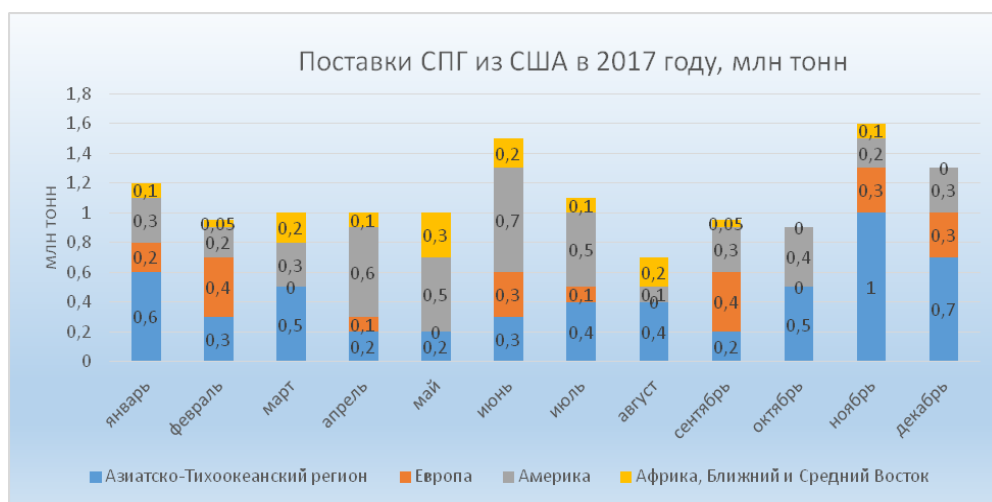


Рис. 3.4. Поставки сжиженного природного газа из США в различные регионы мира, млн т [16]

Получается, что основной объем американского СПГ в 2017 г. пришелся на Азиатско-Тихоокеанский регион. По итогам прошлого года, рост объемов потребления СПГ, только в Китае составил 47%, с 34 до 50 млрд м³. Основными причинами увеличения объемов потребления газа в стране стал перевод большинства предприятий с угля на газ, а также стремление к улучшению экологической обстановки.

Статистические данные, представленные на рис. 3.4, еще раз подтверждают тезис о том, что американский СПГ в Европе неконкурентоспособен, а основными рынками его сбыта являются Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) и Южная Америка. Причем, если по итогам 2017 г., перспективы увеличения поставок на АТР, в частности, в Китай, были весьма осязаемы, то с середины 2018 г., такой уверенности уже нет. Напряженные отношения между Китаем и США, приведшие к введению взаимных дополнительных пошлин, в размере 10%, на широкий ассортимент товаров,

в том числе и СПГ, побудили «поднебесную» сократить объемы закупок американского газа. Так, если за первые 5 месяцев 2018 г., берегов Китая достигли 17 танкеров с американским СПГ, то по итогам следующих 3 месяцев, их количество сократилось до 5. А поскольку американский газ и так был дороже российского, австралийского и катарского, введение дополнительных 10% пошлин, делает его и вовсе неконкурентоспособным.

Таким образом, можно говорить о том, стоимость американского СПГ делает его неконкурентоспособным не только на рынке стран ЕС, но и Китая – самого быстрорастущего рынка СПГ в мире. Кроме того, цена на российский газ является не единственным его преимуществом, в случае необходимости, как это было в зимние периоды 2016–2019 гг., значительно и в кратчайшие сроки, увеличить объемы поставок природного газа в страны ЕС, может только ПАО «Газпром». Это объясняется не только временем, которое потребуется для осуществления поставок американского СПГ (от 10 до 14 дней), нет никаких гарантий того, что он будет в наличии, в необходимых объемах. К тому же, разница в ценах, в зимние периоды, может достигать 60%.

Таким образом, спрос на природный газ стран ЕС может удовлетворить только Россия, которая обладает как необходимыми запасами, так и развитой инфраструктурой транспортировки природного газа.

3.3. Рациональная структура арктической газотранспортной системы

В России лидером, как по общему уровню запасов, так и по объему добычи, является Ямало-Ненецкий автономный округ (рис. 3.5). В 2018 г. из общей российской добычи в 725 млрд м³ в этом регионе добыто более 73%, или порядка 535 млрд м³.



Рис. 3.5. Доказанные запасы природного газа в России по регионам [69]

В качестве экономически целесообразных способов перемещения природного газа можно выделить морскую и сухопутную транспортировку, при этом сухопутная транспортировка может быть, как наземной, так и подземной [219, с. 565–570].

Что касается газопроводного транспорта, то вся инфраструктура арктической газотранспортной системы является составной частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ). Здесь необходимо отметить, что Единая система газоснабжения России является крупнейшей системой трубопроводной транспортировки природного газа в мире, общая протяженность которой составляет более 170 тысяч км. Это уникальный с технологической точки зрения комплекс, который включает в себя не только объекты хранения и транспортировки природного газа, но и объекты, позволяющие осуществлять его переработку и распределение. Фактически с помощью данной системы осуществляется полный цикл поставок природного газа от места добычи до потребителя. Оператором ЕСГ России выступает ПАО «Газпром».

Непосредственно перекачку природного газа, по данным оператора, на начало 2018 года осуществляют более 250 компрессорных станций. Суммарная мощность станций превышает 46 тысяч МВт. Их основной задачей является охлаждение природного газа и «дожатие», которое необходимо для обеспечения определенной скорости его движения по трубе. Дело в том, что из-за силы трения скорость движения газа постоянно падает.

Еще одной важной составляющей ЕСГ России являются подземные хранилища газа (ПХГ), которые располагаются вблизи ключевых районов потребления. С помощью ПХГ оператору удастся нивелировать колебания объемов потребления природного газа, дело в том, что в зимний период времени, при росте потребления, из этих хранилищ конечным потребителям поставляется до 30% газа. По состоянию на 1 января 2018 г. ПАО «Газпром» использует 30 ПХГ, причем 8 из них расположены за рубежом, и 22 на территории РФ. Общий объем оперативного резерва ПХГ, расположенных на территории нашей страны превышает 73 млрд м³, а максимальная суточная производительность отбора может достигать отметки в 800 млн м³. В Европе, оператор, выступает в качестве соинвестора ПХГ, расположенных в Германии, Нидерландах, Чехии, Австрии и Сербии. Кроме того, компания владеет несколькими подземными хранилищами газа в странах бывшего СССР, в частности, в Армении и Беларуси, а также арендует часть мощностей в Латвии.

Возвращаясь к арктическим регионам, следует отметить, что современная газотранспортная система представлена трубопроводной составляющей. Поскольку основными потребителями арктического природного газа выступают страны Европейского союза (ЕС) – Германия, Франция, Великобритания и др. [198, с. 427–431; 173, с. 512–520], для его транспортировки создан специальный Северный коридор, а сам проект «Ямал-Европа» отнесен ЕС к приоритетным проектам. Протяженность газопровода составляет более 4000 км и проходит по территориям нескольких государств.

Наиболее крупным месторождением, с точки зрения добычного потенциала является Бованенковское месторождение, также выделяются Крузенштернское и Харасавэйское, причем лицензии на разработку всех перечисленных месторождений принадлежат ПАО «Газпром», валовая добыча может достигать 215 млрд м³ газа в год. Еще одним лидером по газодобыче

является «Заполярье» месторождение, на котором ежегодно уже добывается более 100 млрд м³ природного газа.

Для осуществления транспортировки, добываемого на полуострове природного газа, в ЕСГ России, было построено два газопровода – «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта 2». Суммарная годовая пропускная способность газопроводов составляет 115 млрд м³, протяженность каждого из них более 1200 км. Первая нитка газопровода заработала еще в 2012 г., однако окончательное введение в эксплуатацию состоялось в 2014. Строительство второй ветви началось в 2013 г., а введение в эксплуатацию состоялось в начале 2017 г.

Так называемый Северный коридор, предназначенный для поставок арктического природного газа в страны ЕС помимо газопроводов «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта 2» также включает такие газопроводы как: «Ухта – Торжок», «Ухта – Торжок 2», «Грязовец – Выборг», «Грязовец – Усть-Луга», а также «Северный поток» и «Северный поток 2».

Следует отметить важность магистральных газопроводов «Ухта – Торжок» и «Ухта – Торжок 2». Во-первых, с их помощью осуществляются поставки природного газа в Северо-Западную часть нашей страны, а во-вторых, удовлетворяются потребности стран Европейского союза. Протяженность каждой ветви газопровода составляет более 960 км, а годовая суммарная пропускная способность 90 млрд м³ газа. Первая ветвь газопровода была введена в эксплуатацию в 2013 г., введение второй планируется в 2019 г., проектная стоимость оценивается в 170-180 млрд руб. [18].

Газопровод «Грязовец – Выборг» также имеет 2 ветви, строительство первой ветви заняло 5 лет, и было завершено в 2010 году, а второй в 2012. Суммарная годовая проектная пропускная мощность составила 55 млрд м³, протяженность газопровода более 910 км. Главная значимость данного газопровода состоит в том, что он позволил напрямую связать европейскую газотранспортную систему с ЕСГ России. Большая часть газопровода «Северный поток» соединяющего Выборг и Грайфсвальд проходит по дну Балтийского моря (1224 км), это самый длинный участок газопровода в мире, проходящего по морскому дну. Максимальная годовая пропускная способность двух ветвей составляет 55 млрд м³, строительство первой ветви было завершено в ноябре 2011 г., а второй – в октябре 2012 г. [101].

Что касается газопровода «Северный поток – 2», то его строительство, несмотря на возникающие трудности, продолжается и по мнению экспертов положительное решение по данному проекту будет получено в ближайшее время. Максимальная проектная пропускная способность газопровода будет составлять порядка 55 млрд м³, протяженность составит немногим более 1200 км. Разница между проектами «Северный поток» и «Северный поток 2» будет состоять только в том, что начальной точкой первого потока является бухта Портовая, расположенная рядом с городом Выборг, а второй поток возьмет свое начало в Усть-Луге.

Все перечисленные газопроводы, а также сам маршрут движения арктического газа к конечным потребителям – странам ЕС, представлен на рис. 3.6 и 3.7.

При этом следует подчеркнуть, что согласно Энергетической стратегии РФ к 2030 г. годовую добычу природного газа планируется увеличить до 885–940 млрд м³ [224]. Правда, стоит признать, практически полную загруженность Единой газотранспортной системы России. Так по итогам 2016 г. в систему поступило около 620 млрд м³ природного газа, причем 69% приходится на

компании Группы «Газпром», около 21% на независимых производителей газа, 7% – отбор из подземных хранилищ газа, 3% – центральноазиатский газ.



Рис. 3.6. Схема газопроводов «Бованенково-Ухта», «Бованенково-Ухта 2», «Ухта-Торжок», «Ухта-Торжок 2», «Грязовец-Выборг» и «Грязовец-Усть-Луга» [18]



Рис. 3.7. Схема газопроводов «Северный поток» (Выборг-Грайфсвальд) и «Северный поток – 2» (Усть-Луга-Грайфсвальд) [18]

Как и предполагалось, по итогам 2016 г., Россия заняла первое место в мире среди стран экспортеров трубопроводного газа. Объем экспортированного Россией трубопроводного газа составил 190,5 млрд м³, а это 25,86% от общемирового объема. В тройку лидеров, как и ожидалось, вошли Канада – 82 млрд м³ или 11,13%, и Норвегия – 110 млрд м³ или 14,93% [89, с. 1279–1284].

Если же учитывать не только трубопроводный экспорт, но и сжиженный природный газ (СПГ), то тройка лидеров изменится. Первое место, также остается за Россией – 205 млрд м³, однако доля российского экспорта на мировом рынке составила уже не 25,86%, а 18,89%. Второе место занимает Катар – 124,5 млрд м³ или 11,49% от общемирового экспорта газа, третье место остается за Норвегией – 116 млрд м³ или 10,71% [89, с. 1279–1284].

Также не следует забывать, что значительная часть арктического трубопроводного газа поставляется в страны СНГ – 24,5 млрд м³, здесь, в первую очередь выделяется Беларусь, которая по итогам 2016 года импортировала более 16,5 млрд м³ природного газа.

Несмотря на постоянный рост газодобычи в стране, доля России в мировом газовом экспорте сократилась с 22,9% в 2001 г. до 18,0% в 2018 г. Это объясняется значительным ростом производства СПГ в мире, по оценкам специалистов, за период с 2000 по 2018 гг. количество произведенного СПГ увеличилось почти в 2,5 раза до 250 млн т, при том, что потребление природного газа увеличилось всего в полтора раза.

Позиции России на рынке СПГ гораздо скромнее, в 2018 г. на долю нашей страны приходится от 4 до 4,5% общемирового рынка. Причем, основная часть СПГ поставляется в рамках реализуемого проекта «Сахалин 2», конечными потребителями выступают Япония, Тайвань, Китай и Южная Корея. Стоит отметить, что это первый проект в нашей стране по производству СПГ, который реализуется на базе месторождений, расположенных на шельфе Охотского моря.

Извлекаемые запасы газа оцениваются в 500 млрд м³. А в декабре 2017 г. запущен проект «Ямал СПГ», полная проектная мощность в 17,5 млн т в год достигнута к началу 2019 г. И к слову о конкуренции, по оценкам специалистов стоимость поставляемого в Японию компанией «Новатэк» сжиженного природного газа на 50% ниже, чем американского, поставляемого в тот же порт с завода «Sabine Pass».

Следует отметить, что прогнозы специалистов довольно оптимистичны, и уже к середине следующего десятилетия, то есть через 7-8 лет, доля России на рынке СПГ будет составлять от 10 до 15%.

Анализ рынка СПГ Азиатско-Тихоокеанского региона показал, что доля России в японском импорте составляет 9,4 млрд м³, или 8,7% от общего объема газового импорта страны. Основными же поставщиками выступают Катар – 15,7 млрд м³, или 14,5%, Малайзия – 20 млрд м³, или 18,5 % и Австралия – 29 млрд м³, или 27%. Основными поставщиками природного газа в Южную Корею являются Малайзия – 5 млрд м³, Австралия – 6 млрд м³, Индонезия – 5,65 млрд м³, Оман 5,4 млрд м³ и только потом Россия – 2,5 млрд м³, или 5,5% [89, с. 1279–1284].

При этом доля России в поставках природного газа Китаю, обладающему крупнейшей экономикой в мире ничтожно мала – 0,3 млрд м³.

Ожидаемо Китай является крупнейшим импортером трубопроводного газа в регионе, среди основных поставщиков выделяются Туркменистан – 29

млрд м³, что составляет более 40,5% от общего объема китайского импорта, и Узбекистан – 4 млрд м³. Что касается потребностей Китая в СПГ, то по итогам 2016 года страной было импортировано немногим более 34 млрд м³ сжиженного природного газа.

Основными поставщиками выступали Австралия – 15,6 млрд м³, Катар – 6,6 млрд м³, Индонезия – 3,8 млрд м³ и Малайзия – 3,5 млрд м³. Остальные поставщики осуществляют поставки СПГ в не столь значительных объемах 0,1-0,5 млрд м³.

Предварительные статистические данные по Китаю, за 2017 год, свидетельствует о стремительном росте импорта природного газа до 90 млрд м³, причем 50 млрд м³ было импортировано в виде СПГ.

Что касается потенциальных возможностей увеличения производства СПГ в России, то это вполне возможно, причем целесообразно осуществлять наращивание, именно на базе арктических регионов, а именно в Ямало-Ненецком АО.

Согласно прогнозам отечественных и зарубежных специалистов, в ближайшие 20-25 лет ожидается значительный рост спроса на природный газ.

Так по данным специалистов Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН) к 2040 году ожидается увеличение потребления природного газа в Китае на 300-350 млрд м³, Индии – на 130-140 млрд м³, Бразилии – на 40-45 млрд м³, России – на 60-65 млрд м³. Кроме того ожидается значительное увеличение спроса на газ со стороны Саудовской Аравии – до 40 млрд м³ и Ирана – до 140-150 млрд м³, правда эти страны смогут покрыть активно растущий спрос за счет увеличения собственных производственных мощностей [89, с. 1279–1284].

Несмотря на то, что в последние 2-3 года, в странах ЕС было отмечено повышение спроса на природный газ за счет роста экономик отдельных государств, возросших потребностей домохозяйств, отказа ТЭЦ от угля в пользу «голубого топлива», сокращение собственной газодобычи, прогнозы остаются неутешительными.

Так согласно данным специалистов ИНЭИ РАН рост потребления природного газа в странах Европы к 2040 г. не превысит 3-5%. Кроме того, стоит признать, что задача России по получению доступа к распределительным сетям стран ЕС осталась нерешенной, несмотря на предоставленную нашей страной возможность совместного освоения отечественных месторождений.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что растущий спрос на газ со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона и БРИКС, а также тот факт, что потенциал европейских стран не дает оснований для предположений о возможном значительном росте потребления природного газа внутри ЕС, в ближайшей перспективе, диктуется необходимость смены акцентов в ведении борьбы за рынки сбыта.

Во-первых, необходима модернизация арктической газотранспортной инфраструктуры, со смещением акцентов в сторону проработки вариантов транспортировки не только трубопроводного газа, но и СПГ на перечисленные выше рынки.

Во-вторых, сама система транспортировки арктического природного газа должна быть адаптивной - способной изменяться в соответствии с меняющейся конъюнктурой мирового рынка энергоресурсов.

3.4. Экономическая конъюнктура арктического природного газа и американского СПГ

Современный европейский рынок природного газа, наряду с Азиатско-Тихоокеанским, является основной целью для потенциальных поставщиков данного вида углеводородного топлива. Это и неудивительно, Европейский союз (ЕС), представляет собой экономико-политическое объединение 28 государств, где проживает более 510 млн человек, а суммарный объем валового внутреннего продукта составляет более 22% от общемирового. И даже не смотря на заявления руководства ЕС о необходимости снижения энергопотребления, проведения политики, направленной на поддержание компаний, стремящихся к использованию в своей деятельности энергии, получаемой из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), борьба за европейский рынок природного газа только обостряется.

Долгое время основным поставщиком природного газа в страны ЕС являлась российская компания ПАО «Газпром», причем на рынок Европы поставлялся трубопроводный газ, добываемый в Арктической зоне Российской Федерации. Выдержать конкуренцию со стороны таких стран как Норвегия и Алжир позволяла развитая трубопроводная сеть, приемлемые цены, практически бесперебойные поставки, а также готовность ПАО «Газпром» оперативно увеличивать поставки, в случае возникающей необходимости. Однако в последние годы ситуация изменилась, и причин тому несколько:

- во-первых, это желание стран ЕС диверсифицировать маршруты поставок газа, и снизить зависимость от российского природного газа;
- во-вторых, появление на рынке Европы сжиженного природного газа (СПГ) из США, пусть и в ограниченных объемах;
- в-третьих, так называемый «украинский кризис», который ставит под сомнение возможности ПАО «Газпром» договариваться со странами-транзитерами и обеспечивать бесперебойные поставки газа, по приемлемым ценам, до конечных потребителей [219, с. 565–570; 173, с. 512–520].

Однако ситуация на рынке природного газа стран ЕС не так однозначна и требует проведения дополнительного анализа, что еще раз подчеркивает актуальность выбранной тематики исследования.

По оценке 2018 г., Россия занимает первое место в мире по запасам природного газа, доказанные запасы составляют порядка 50 трлн м³. Общий объем газодобычи в стране, по итогам 2018 г., превысил 725 млрд м³. При этом, экспорт в страны дальнего зарубежья составил 194 млрд м³, из них 155,9 млрд м³ приходится на страны Европейского союза. Основу российского экспорта составляет арктический трубопроводный газ, а лидером по добыче является Ямало-Ненецкий автономный округ на долю которого, из года в год, приходится порядка 70-74% от общего объема газа, добываемого в стране. В абсолютных величинах это 535 млрд м³ в 2018 г., также регион является лидером и по доказанным запасам, которые составляют более 40 трлн м³. Большая часть природного газа (свыше 220 млрд м³) добывается на Крузенштернском, Бованенковском и Харасавэйском месторождениях, еще около 100 млрд м³ на месторождении Заполярное [199, с. 42–50].

Для транспортировки газа создан специальный Северный коридор, по которому осуществляется его перекачка в страны Европейского союза. Стоит

отметить, что сам проект «Ямал-Европа» отнесен странами ЕС к приоритетным. В настоящее время, существует два экономически обоснованных способа транспортировки природного газа – сухопутный и морской. Подавляющая часть российского газа поставляется в страны ЕС с помощью газопровода, причем вся инфраструктура арктической газотранспортной системы является составной частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ), общая протяженность которой превышает 170 тысяч км. Перекачку газа осуществляют 252 компрессорных станции, суммарная мощность которых составляет 46 тысяч МВт. Основной их функцией является охлаждение газа, а также его «дожатие», позволяющее поддерживать необходимую для передвижения по трубе скорость, которая постоянно уменьшается из-за силы трения. На рис. 3.8 представлены данные об объемах экспортируемого в страны ЕС российского газа.

Представленные на рис. 3.8 данные подтверждают тезисы о том, что объем поставляемого в страны ЕС газа в течение нескольких лет сокращался, однако начиная с 2015 г. налицо положительная динамика. Данная тенденция противоречит стратегии энергетической безопасности стран Европейского союза, согласно которой планировалось снизить зависимость Европы от российского газа. Среди основных причин, побудивших страны ЕС увеличить закупки данного вида углеводородного топлива можно выделить [81, с. 490–496; 198, с. 427–431]:



Рис. 3.8. Объемы экспорта российского природного газа в страны ЕС, млрд м³, [199, с. 42–50]

- снижение внутренней газодобычи с 215 до 110 млрд м³ с 2001 по 2017 гг.;
- увеличение темпов роста экономики отдельных стран ЕС;
- отказ большинства ТЭС от угля в пользу газа;
- длительные и суровые зимние периоды 2016 и, особенно, 2017 и 2018 гг.;
- снижение цен на газ ПАО «Газпром», обусловленное, необходимостью удержания своих позиций на рынке ЕС.

В результате объем поставок природного газа в страны ЕС не только не сократился, но и возрос. По итогам 2017 г. доля российского природного газа в

общем объеме потребления стран ЕС, составляет теперь почти 34% (рис. 3.9), с перспективой роста, в ближайшие 2-3 года.

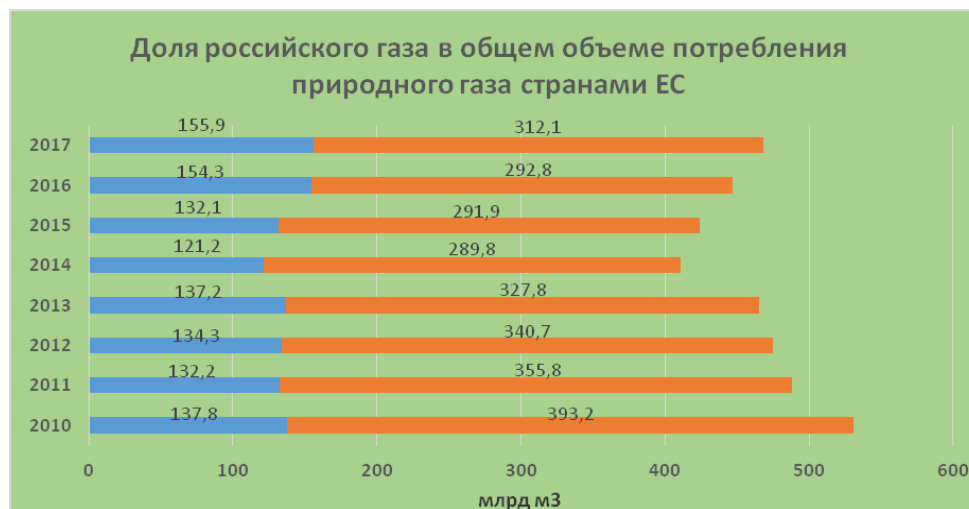


Рис. 3.9. Доля российского газа в общем объеме потребления природного газа странами ЕС, млрд м³

Это утверждение научно обосновано следующими обстоятельствами.

Во-первых, снижение внутренней газодобычи в странах ЕС продолжится и в будущем. Основные газодобывающие страны союза – Великобритания и Нидерланды столкнулись с рядом проблем и не в состоянии поддерживать объемы добычи газа, даже на уровне последних лет. В Великобритании снижение добычи в три раза, по сравнению с 2001 г., обусловлено истощением месторождений, и нет совершенно никаких предпосылок для изменения устоявшейся тенденции. Крупнейшим месторождением не только Нидерландов, но и всей Европы является месторождение Гронинген. Еще 4 года назад объемы добываемого на месторождении газа достигали 40-45 млрд м³, а это около 10% от общего объема потребления газа странами союза. Однако участвовавшие в зоне газодобычи землетрясения, повлекшие за собой повреждения жилых домов и зданий, вынудили правительство пойти на значительное снижение объемов добычи.

Во-вторых, Норвегия, второй по величине экспортер природного газа в страны ЕС (после РФ), не смотря на увеличение в 2017 г. объемов поставок природного газа до рекордных 122,9 млрд м³, не в состоянии, и дальше поддерживать такие темпы роста. Подавляющая часть поставляемого в ЕС норвежского газа доставляется с помощью газопровода, максимальная пропускная способность которого составляет 120 млрд м³, в результате его загрузка, по итогам 2017 г. составила 98%.

При этом важно помнить о том, что Норвегия не обладает такими запасами природного газа как РФ, да и большинство эксплуатируемых норвежских месторождений уже в значительной степени выработаны.

Кроме того, согласно данным Норвежского нефтяного директората объем добычи газа в стране будет снижаться в период с 2018 по 2020 гг. Несмотря на то, что конкретные цифры озвучены не были, нет оснований не

доверять официальной информации, так, например, заранее озвученные директором сведения о сокращении добычи нефти в 2016 и 2017 гг. соответствовали действительности [119].

В-третьих, реальным вариантом увеличения внутренней газодобычи в странах ЕС является разработка сланцевых месторождений. Следует отметить, что основные доказанные запасы сланцевого газа расположены в Германии. Тем не менее, нет никакой надежды на то, что сланцевый газ будет добываться в стране в обозримом будущем.

Основная причина, по которой и простые люди, и общественные движения, и даже политические силы против добычи сланцевого газа – это необходимость применения технологии «фрекинга» (гидроразрыва). Именно поэтому нет никаких реальных данных об объемах разведанных и доказанных запасов сланцевого газа в Германии.

В-четвертых, Алжир, доказанные запасы природного газа которого оцениваются в 4,5 трлн м³, потенциально обладает возможностью наращивания поставок газа в Европу, причем страны ЕС объявили о заинтересованности в этом, однако на практике это труднодостижимо. Местные месторождения эксплуатируются в течение нескольких десятилетий и имеют высокий уровень выработки, однако в значительной степени ситуацию осложняет тот факт, что из года в год растет внутреннее потребление природного газа.

Так если в 2011 г. внутренне потребление составляло порядка 36 млрд м³, то по итогам 2016 г., по разным данным оно составило от 50 до 52 млрд м³. Этот показатель к 2023 г. возрастет до отметки 55-57 млрд м³ [13, 120]. Поэтому говорить о значительном увеличении поставок алжирского газа в страны ЕС, в ближайшей перспективе, не приходится, хотя положительная динамика прогнозируется специалистами.

До ноября 2017 г. единственным масштабным проектом СПГ, реализуемым в нашей стране, был проект «Сахалин – 2». Это совместный проект компаний «Shell» и ПАО «Газпром», который был запущен еще в 2009 г.

Изначально максимальная мощность проекта составляла 9,5 млн т., однако позднее производственные мощности были увеличены до 11 млн т. Основным рынком сбыта стали страны Азиатско-Тихоокеанского региона, а главным импортером СПГ – Япония, остро нуждающаяся в дополнительных источниках энергии после произошедшей аварии на АЭС «Фукусима».

Доля российского СПГ на мировом рынке едва достигала 4%, однако с запуском в декабре 2018 г. всех четырех линии проекта «Ямал-СПГ» общей мощностью 17,5 млн т, ситуация изменилась. Весомым преимуществом российского СПГ является цена – USD 180 за 1000 м³ при транспортировке в порты Японии Северным морским путем в летнее время.

Следует особо подчеркнуть, что цена американского СПГ, при транспортировке из Мексиканского залива до берегов Японии складывается на 35-45% выше российской. Тем не менее, в зимнее время, с декабря по июнь, экспорт российского газа в рамках проекта, возможен только в сопровождении ледоколов или же с использованием терминалов, которые расположены в Европе. Так за первые четыре месяца реализации проекта «Ямал-СПГ» в январе-апреле 2018 г. было доставлено 15 партий СПГ общим объемом свыше 1 млн т, в терминал «Гейт», расположенный в Нидерландах. Еще 5 партий были доставлены в терминал «Montoir de Bretagne», расположенный во Франции. Для

реализации проекта «Ямал-СПГ» построен газовый флот, состоящий из 15 танкеров-газовозов типоразмера «Yamalmax», усиленного ледового класса Arc7. Все танкеры будут переданы заказчику к декабрю 2019 г.

Что касается американского СПГ, то буквально 12-15 лет назад США являлись крупнейшим импортером природного газа в мире, однако ситуация изменилась кардинальным образом, местные газодобывающие компании не только обеспечили внутреннее потребление, но и осуществляют экспорт СПГ на внешние рынки, с претензией на лидерство. Это стало возможным после того, как была успешно внедрена технология фрекинга, с помощью которой осуществляется добыча нефти и газа из залежей сланцевых пород.

В результате увеличения внутренней газодобычи цены на газ в США снизились, а местные компании заявили о выходе на внешние рынки. Терминалы, предназначенные для импорта природного газа, начали в срочном порядке переоборудовать в экспортный вариант, только на эти цели было потрачено более USD 60 млрд.

Планировалось поставлять на мировые рынки порядка 80 млрд т. американского СПГ, начиная с 2020 г. Однако последовавшее в 2016 г. снижение цен на нефть, а значит и на газ, привело к тому, что американский сланцевый газ, да и нефть, оказались неконкурентоспособны, в результате, отдельные проекты были прикрыты. По итогам 2016 г., объем экспорта американского газа в страны ЕС составил всего 510 млн м³. Для обеспечения рентабельности экспорта американского СПГ цены на газ должны сложиться на уровне не ниже USD 250-280 за 1000 м³. Это свидетельствует о том, что даже те поставки, которые были осуществлены, выполнены исключительно согласно контрактным обязательствам.

Тем не менее, по итогам 2017 г. увеличилось не только количество стран, импортирующих американский СПГ, с 14 до 26, но и объемы поставок.

Следует отметить, что по итогам 2017 г. Азиатско-Тихоокеанский регион стал основным центром роста импорта СПГ, только Китай увеличил объемы закупок на 16 млрд м³. Выделяются две причины, побудившие Китай увеличить объем импорта СПГ с 34 до 50 млрд м³.

Во-первых, – необходимость улучшения качества воздуха и, второе, – перевод с угля на газ промышленных предприятий страны. Такие темпы роста импорта СПГ стали большим сюрпризом, как для аналитиков, так и для самого рынка. Если так будет продолжаться, то к началу 2022-2023 гг. объем импорта природного газа КНР достигнет отметки в 150-155 млрд м³, из них 80 млрд м³ в виде СПГ, для сравнения, в 2017 г. страна импортировала всего 90 млрд м³ газа [199, с. 42–50].

В страны ЕС, за тот же период, было поставлено 2,26 млрд м³ американского СПГ, объемы поставок российского трубопроводного газа составили порядка 156 млрд м³.

Основной причиной, по которой страны ЕС отдают предпочтение российскому, норвежскому и алжирскому газу является не только его цена, но и возможности обозначенных поставщиков, особенно РФ, в случае необходимости оперативно наращивать объемы поставок.

За примером далеко ходить не нужно, обозначенное преимущество российского газа было в полной мере оценено жителями Европы в зимние периоды 2016, 2017 и 2018 гг., когда из-за усилившихся морозов возникла

острая необходимость увеличить, причем в кратчайшие сроки, объемы поставок природного газа. В случае с американским СПГ, сделать это гораздо сложнее, во-первых, необходимо осуществить покупку этого газа, во-вторых, требуется время на его доставку, и это при условии, что есть свободные суда, подходящие для этих целей. Ну и конечно, никто не хочет нести дополнительные затраты, СПГ из США, на данном этапе, дороже трубопроводного газа.

В целом рост объемов поставок американского СПГ обусловлен ростом экономик отдельных стран, особенно стран Азиатско-Тихоокеанского региона, которые пока не имеют контрактов с другими поставщиками, способными поставлять свой газ, по более привлекательным ценам.

Также необходимо отметить, что увеличение поставок американского газа в страны АТР привело к росту спроса на Панамский канал. Так, если в 2016 г. через канал было проведено только 20 танкеров, то по итогам 2017 г. их число увеличилось до 110.

Ситуация осложняется тем, что существует квота на транзит газозовозов, равная 7 судам в неделю, которая значительно ниже того спроса, который наблюдается в пиковый сезон. По оценкам специалистов, несмотря на то, что канал был недавно расширен, уже через 2-3 года может быть достигнута его максимальная загрузка и потребуются проведение работ по его дальнейшему расширению.

Еще одним немаловажным моментом является повышение ставок на фрахтование газозовозов, суточная плата за аренду такого судна на начало 2018 г. составляет порядка USD 60-70 тысяч, для сравнения: в начале 2016 г. такая аренда стоила около USD 20 тысяч [16; 206].

Таким образом, несмотря на все заявления американской стороны, в среднесрочной перспективе, сжиженный природный газ из США, на рынке ЕС, не сможет составить реальной конкуренции российскому трубопроводному арктическому газу:

- во-первых, российский арктический трубопроводный газ, как и СПГ, значительно дешевле американского сжиженного природного газа;

- во-вторых, ПАО «Газпром» в случае необходимости, в кратчайшие сроки может значительно увеличить объемы поставок природного газа, особенно в случае реализации проектов «Северный поток 2» и «Турецкий поток»;

- в-третьих, российская сторона уже показала, что даже в случае значительного падения цен на газ, ПАО «Газпром» в состоянии выполнять свои контрактные обязательства, в то время как, деятельность американских газовых компаний, может оказаться под угрозой, так как работать в убыток себе, даже в среднесрочной перспективе, они не станут.

3.5. Воспроизводство запасов природного газа в Российской Арктике

Первичной задачей поддержания конкурентных позиций России на мировом газовом рынке является обеспечение стабильного воспроизводства запасов и потенциальных ресурсов арктического природного газа, поскольку именно в этом регионе локализованы основные доказанные газовые запасы (порядка 85–90%) газовые ресурсы России. Это порядка 43 трлн м³ [189, с. 59–

60]. Всего доказанные запасы природного газа (ABC1) в России на 1 января 2019 г. составили 50,8 трлн м³, что составляет 24% мировых.

На арктическом континентальном шельфе сосредоточены уникальные неразведанные ресурсы, которые являются базой воспроизводства газовых запасов и потенциальных ресурсов России в XXI веке.

Меняющиеся под действием глобального изменения климата природные условия, а также совершенствование технологического процесса, увеличивают возможность реализации стратегических задач экономического освоения энергетических ресурсов Российской Арктики и повышают эффективность этого процесса. Поэтому обеспечение рациональной организации добычи и транспортировки природного газа относится к ведущим региональным приоритетам экономического развития России в Арктике [60, с. 41–45] и одному из основных направлений повышения эффективности хозяйственной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации [133, с. 209–216].

Однако основная проблема экономического освоения арктических ресурсов углеводородов состоит в том, что большинство запасов в Арктике относится к категории трудноизвлекаемых.

В последние годы в условиях модернизации определена общая геологическая структура изученных шельфовых зон, раскрыты основные параметры нефтегазоносности, установлены структурные элементы и тенденции изменения мощностей осадочного чехла. Выявлена средняя плотность извлекаемых начальных суммарных ресурсов углеводородов, которая составляет 20-25 тыс. т/км².

В Западной Арктике (в акватории Баренцево-Карского континентального шельфа), закартировано большое (свыше 50) количество локальных объектов и выявлено 22 месторождения. На шельфе Баренцева (включая Печорское) моря открыты: Приразломное, Долгинское, Варандей-море и Медынское-море нефтяные, Мурманское, Лудловское и Северо-Кильдинское газовые, Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное, Штокманское, Поморское и Ледовое газоконденсатные месторождения.

В Обско-Тазовской губе и на шельфе Карского моря, открыты месторождения: газовые (Антипаютинское, Гугорьяхинское, Каменномыское-море, Обское, Северо-Каменномыское, Семаковское, Тота-Яхинское); газоконденсатные (Ленинградское, Русановское); нефтегазоконденсатные (Салекаптское, Юрхаровское).

Около 180 месторождений расположено в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в том числе, так называемые, фонтанные месторождения, дающие до 1 тыс. т нефти в сутки. Богатые запасы углеводородного сырья также отмечены в Ненецком автономном округе.

Ключевыми регионами, где осуществляются геологоразведочные работы ПАО «Газпром» являются Ямальская, Надым-Пурская и Пур-Тазовская нефтегазоносные области.

По данным на 1 января 2017 г. в России разрабатывается 453 месторождений природного газа, из них 404 расположены в зоне Единой системы газоснабжения. Объем добычи природного газа в 2017 г. оценивается на уровне 690 млрд. м³, против 641 и 634 млрд. м³ в 2016 и 2015 гг. соответственно [160].

Обращает внимание рост добычи нефтяного попутного газа (НПГ), удельный вес в общем объеме добычи в 2016 г. составил 13,1% (в 2000 г. – 4,9%). Уровень утилизации НПГ отражает степень эффективности нефтегазового комплекса в стране, отражает рациональность комплексного освоения недр и адекватного использования добываемого углеводородного сырья, квалифицированной утилизации НПГ. Рост добычи НПГ косвенно свидетельствует о повышении уровня природоохранной деятельности в нефтегазовом комплексе, повышении ответственности бизнеса. Превышение темпов роста добычи НПГ над темпами роста добычи нефти связано с усилением газового фактора на зрелых и новых месторождениях нефти. Увеличение добычи НПГ происходит за счет разработки новых проектов нефтедобычи на востоке России, а также на севере Западной Сибири крупными вертикально-интегрированными компаниями, прежде всего государственными («Газпром нефть», «Роснефть») [220, с. 8–15].

Порядка 90% российского природного газа добывается в пределах пяти арктических нефтегазоносных областей Западно-Сибирский НПГ, на долю природного газа приходится порядка 90% всего извлекаемого ископаемого топлива. Добычу природного газа в этом регионе осуществляют более 250 добывающих компаний, в том числе 81 предприятие, входящие в структуру нефтяных ВИНК (вертикально интегрированных нефтяных компаний (например, ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», и др.); 16 предприятий группы ПАО «Газпром»; 4 предприятия ПАО «НОВАТЭК»; 153 предприятия, относящиеся к независимым добывающим компаниям; 3 предприятия - операторы соглашений о разделе продукции (СРП) [134, с. 209–216].

Практически 40% добычи обеспечивается четырьмя месторождениями - Уренгойским, Ямбургским, Заполярным и Медвежьим. При этом следует отметить рост добычи с 4,9 в 2012 г. до порядка 70 млрд м³ в 2017 г. природного газа на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в связи с реализацией проекта «Ямал-Европа». , Ожидается, что данное месторождение в ближайшие годы по объемам добычи станет крупнейшим в стране. Проектный уровень добычи природного газа оценивается экспертами в 140 млрд. м³ в год.

Следует особо подчеркнуть, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция имеет стратегическое значение для развития минерально-сырьевой базы России. Перспективной задачей является сохранение паритета между добычей и воспроизводством углеводородов, посредством проведения геологоразведочных работ, подготовки сырьевой базы в перспективных регионах, а также введения инновационных технологий в области восполнения запасов углеводородного сырья. В табл. 3.2 [по данным 160] представлена оценка воспроизводства запасов природного газа в РФ.

Коэффициент воспроизводства позволяет сохранить паритет между добычей углеводородов и приростом разведанных запасов, что обеспечивает расширенное воспроизводство запасов в перспективе.

В настоящее время основным звеном в структуре российской промышленной газоновости является сеноманская продуктивная толща, которая содержит уникальные газовые залежи (Уренгойское, Медвежье, Заполярное, Ямбургское), являющиеся объектами геологоразведочных работ ПАО «Газпром».

Таблица 3.2

Оценка воспроизводства запасов природного газа в РФ

Год	Добыча, млрд. м ³	Годовой прирост разведанных запасов природного газа, млрд. м ³	Уровень паритета между добычей и воспроизводством, млрд. м ³	Коэффициент воспроизводства
2008	666	650	- 16	0,98
2009	584	580	- 4	0,99
2010	651	810	+159	1,24
2011	671	900	+229	1,34
2012	655	816	+161	1,25
2013	668	1000	+332	1,5
2014	642	900	+258	1,4
2015	634	1095	+461	1,73
2016	641	702	+61	1,1
2017	690	890	+200	1,29
Средний коэффициент воспроизводства с 2008 по 2017				1,264

Газ сеноманских отложений содержит 98–99 % метана и рассматривается как энергетическое сырье. Сеноманские газовые залежи являются основным объектом эксплуатации ПАО «Газпром», уровень добычи достигает 85% от общего объема извлекаемого обществом газа. Добычу газа и создание систем трубопроводов существенно облегчает тот факт, что крупные залежи сосредоточены на небольших глубинах (глубина залегания 1000–1700 м, продуктивный горизонт залегает на глубине 670–790 м). Состав газа сеноманской залежи характеризуется как метановый с весьма малым (около 0,1%) содержанием гомологов метана, температура сеноманских пластов не превышает 31 °С [185].

Природный газ, состоящий практически из одного метана, называют «сухим», или энергетическим, такой газ пригоден к использованию для получения энергии и транспортировки без предварительной переработки. Последним крупным ресурсом сеноманского газа является месторождение Заполярное. В разведанных запасах российского газа такой газ составляет порядка 42%.

Остальные 58% приходятся на технологический, или так называемый «жирный» газ, содержащий в виде примесей тяжелые углеводороды, в первую очередь – этан, являющийся сырьем для химической промышленности. Технологический газ нуждается в попутных производствах, например, по добыче газового конденсата или гелия, достаточно редкого, обладающего уникальными свойствами компонента. По запасам гелия Россия занимает второе место в мире после США.

Разработку месторождений «жирного» газа усложняет необходимость предварительного извлечения гелия, т.к. требуется строительство установок по его извлечению и хранению, а также специальных транспортных систем. При этом освоение месторождений газа без предварительного извлечения из него стратегически важного компонента (гелия) нерационально. В России инфраструктура переработки природного газа не развита, в основном ведется

добыча энергетического газа. Коэффициент утилизации этана достаточно низкий и составляет порядка 5%.

Под уникальными сеноманскими месторождениями на глубине свыше 2000 м. локализованы месторождения валанжинского («жирного») газа, часть из которых находится в разработке. Валанжинский газ, состоящий из метана, этана, пропана, бутана и более тяжёлых фракций (газового конденсата), требует переработки с выделением тяжелых фракций, что повышает себестоимость его добычи.

В отдельных, давно разрабатываемых месторождениях, где запасы сеноманского газа близятся к истощению, резервом для добычи рассматривается ачимовский газ. Ачимовский газ характеризуется более сложным геологическим строением, аномально высоким пластовым давлением и значительным содержанием тяжелых парафинов, глубина залегания ачимовского газа составляет порядка 4000 м.

Разведанные запасы ачимовского газа на данный момент составляют порядка 4% от общих ресурсов. Себестоимость добычи ачимовского газа значительно (в 10-15 раз) превышает себестоимость сеноманского. Основная часть разведанных запасов ачимовского газа приурочена к Уренгойскому месторождению и поскольку это месторождение является обустроенным (под энергетический газ) добыча ачимовского газа в общей инфраструктуре считается рентабельной.

В 2011 г. в России началась добыча туронского газа, который считается «самым молодым» не только с точки зрения начала добычи, но и по возрасту залегания. Туронский ярус залегает на глубине порядка 800 м, сложность при его освоении связана с работой при низких температурах. Оценка запасов туронского газа составляет около 2,3% от разведанных. Состав газов этой залежи аналогичен составу газов, выявленных в сеноманских отложениях. При этом этот газ локализован в крупных месторождениях, например, на Харампурское приходится свыше 800 млрд. м³, на Южно-Русское – 300 млрд. м³. Структура разведанных запасов природного газа в России по видам залежей представлена на рис. 3.10.

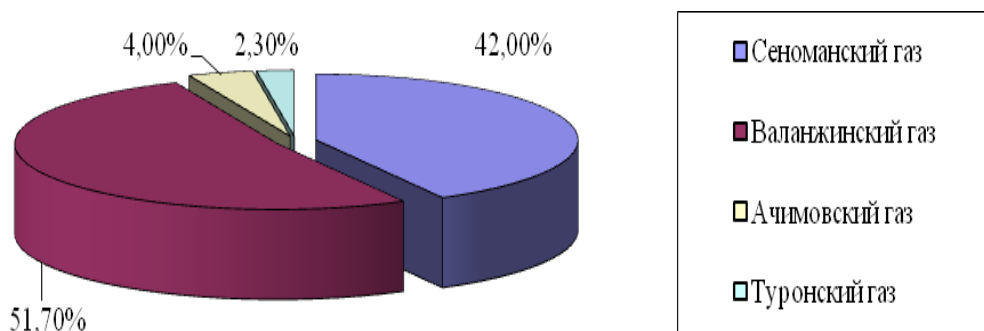


Рис. 3.10. Разведанные запасы природного газа в России по видам залежей (%)

Основные запасы природного газа приурочены к Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Фроловской арктическим

нефтегазоносным областям, на долю которых приходится 76,2 % доказанных запасов «сухого» и 58,6% – «жирного» природного газа.

Сегодня основная добыча приходится на сеноманские залежи Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. Это порядка 80% всей российской добычи.

Практика извлечения природного газа в отечественной системе газодобычи, как правило, ведётся в режиме истощения пластовой энергии. По мере вступления месторождений неглубоких залежей, характеризующихся невысоким энергетическим потенциалом, в завершающую стадию эксплуатации - увеличивается доля низконапорного газа. В этом случае для его извлечения и транспортировки требуются дополнительные затраты, при этом часть газа извлечь невозможно.

Большинство разведанных месторождений сеноманского газа уже вступило в стадию падающей добычи, при этом новых крупных месторождений со значительными запасами «сухого» газа в освоенных районах практически не осталось. Так, например, в месторождениях Надым-Пур-Тазовского района «сухой» газ выработан уже на 55%. При этом из-за уменьшения напора газа не более двух третей оставшегося энергетического газа может быть извлечено без снижения уровня рентабельности.

Дальнейшая добыча энергетического природного газа будет осуществляться во вновь открытых газоносных областях (Ямальской и Гыданской), что потребует значительных инвестиций, так как порядка 70% затрат на освоении новых месторождений приходится на создание газотранспортной системы.

При этом на новых месторождениях в 1,5–2 раза возрастет себестоимость добычи «сухого» сеноманского газа. Себестоимость добычи «жирного» газа из валанжинских и ачимовских залежей возрастет в разы. В этих условиях привлечение в топливный баланс РФ дополнительных объемов природного газа возможно посредством увеличения газоотдачи уже освоенных сеноманских залежей, используя инновационные технологии для роста добычи низконапорного природного газа.

Рост себестоимости, в этом случае, будет нивелироваться за счет уже существующей, в развитых месторождениях, промышленной инфраструктуры и наличия устойчивых потребителей природного газа. Рассматриваются и другие альтернативные источники природного газа – разведанные, но не освоенные малые и средние месторождения, а также законсервированные малодебитные газовые скважины.

Ограниченный объем вовлечения в хозяйственную деятельность малых и средних по запасам месторождений углеводородов негативно сказывается на эффективной организации экономического пространства, приводит к снижению темпов воспроизводства запасов. Привлечение в процесс освоения углеводородных ресурсов пониженного качества с высоким уровнем содержания примесей требует введения инновационных технологий в области восполнения запасов углеводородного сырья и эффективного их освоения. Отсутствие наработанных технологий и опыта освоения малых и средних по запасам месторождений, рост доли осваиваемых углеводородных ресурсов, находящихся в труднодоступных местностях, всё это ведет к резкому снижению рентабельности добычи, росту себестоимости.

Освоение нетрадиционных и трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов требует внедрение инновационных технологий и новых эффективных подходов. Данный сегмент газовой отрасли в современной системе ГРП получает развитие, предполагается разработка программы, в которой определен комплекс поисково-оценочных работ, направленных на расширение минерально-сырьевой базы. Актуальность данной программы связана с необходимостью решения проблемы регионов с низким потенциалом природного газа или с падающей добычей, но имеющие локальный рынок потребления. Рост инновационного потенциала посредством разработки программы, направленной на увеличение ресурсной базы, позволили нарастить прогнозные показатели запасов газа.

Дальнейшее социально-экономическое развитие России во многом будет зависеть от освоения подготовленных к разработке месторождений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По состоянию на 01 января 2018 г. на полуострове Ямал открыто 26 месторождений углеводородного сырья, на полуострове Гыданский в пределах ЯНАО – 12, в акватории Карского моря – три, в Обской губе – четыре. Начальные суммарные ресурсы региона в пределах двух сухопутных областей (Гыданская и Ямальская нефтегазоносной области) и трех морских (Южно-Карская, Предновоземельская, Свердрупская) оцениваются в 103,9 млрд. тонн нефтяного эквивалента при значительном преобладании ресурсов свободного газа – 87,2 %.

Накопленная добыча газа в Ямальской нефтегазоносной области на конец 2017 г. составила порядка 300 млрд. м³, выработанность начальных суммарных ресурсов – 1,7 %; состояние запасов по категориям A+B1+C1 – 12,8 трлн. м³, разведанность – 43,1 %. Состояние запасов природного газа Гыданской нефтегазоносной области по категории A+B1+C1 составляет 1,3 трлн. м³, разведанность начальных суммарных ресурсов – 6,9 %. начальные суммарные ресурсы свободного газа трех акваториальных областей юга Карского моря на 01 января 2009 г. оцениваются в 35,1 трлн. м³.

Уникальный ресурсный потенциал этих месторождений дает основание рассматривать регион как гарант энергетической безопасности, их освоение повысит инвестиционную привлекательность сопряженных с ними Русановского и Ленинградского супергигантов, которые расположены в Карском море на глубинах менее 100 м и удалены от берега всего не более 100-150 км. В этом случае капиталоемкость освоения морских месторождений при совместной разработке суши и моря будет значительно ниже, чем, например, Штокмановского. Сложность в освоении углеводородных месторождений и потребность в инвестициях определяются, помимо природно-климатических условий, глубиной залегания пластов, газовым составом углеводородов и иными факторами. Фундаментально современные проблемы и перспективы развития арктического газопромышленного комплекса представлены в [185], а в аспекте стратегического управления в [135, с. 742–754].

Тем не менее, при равных прочих факторах, внешние природно-климатические условия и глубина моря в районе добычи газа имеют немаловажное значение при оценке потребности в инвестициях. Зависимость между расположением шельфового или морского месторождения и относительной потребностью в инвестициях представлена в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Относительная потребность в инвестициях морских месторождений (%) [51]

Расположение шельфового или морского месторождения	Относительная потребность в инвестициях
Месторождения на мелководном шельфе теплых морей	100%
Глубоководные месторождения теплых морей	150-200%
Месторождения на мелководном шельфе замерзающих морей	120-200%
Глубоководные месторождения замерзающих морей	200-300%
Глубоководные месторождения замерзающих морей	200-300%
Месторождения на мелководном шельфе арктических морей (южнее кромки многолетних льдов)	150-250%
Глубоководные месторождения арктических морей (южнее кромки многолетних льдов)	300-500%
Месторождения в арктических морях севернее кромки многолетних льдов	Ориентировочно по оценкам в 4-7 раз, нет практических данных

Ориентируясь на суровые арктические условия, при разработке арктического шельфа требуется внедрение новой техники и технологий, при этом необходимо учесть не только строительство месторождений на шельфе, но и выработку схем транспортного обеспечения. Полуостров Ямал, а также его прибрежные и шельфовые месторождения, по сути, являются безальтернативной ресурсной базой для дальнейшего социально-экономического развития России, обеспечивающий более трети российского производства. В определенной мере это обусловлено постоянным переносом сроков освоения шельфового Штокмановского месторождения на более поздние годы. Федеральной правительственной комиссией по ТЭК были одобрены программы освоения Ямала. В сложившихся обстоятельствах для обеспечения внутреннего рынка углеводородным сырьем, а также выполнения внешнеторговых обязательств по поставкам газа в Западную Европу и КНР, приоритетной задачей становится выполнение планов по своевременному освоению новых месторождений Ямала, заводу стройматериалов и других грузов снабжения.

Осуществление в Ямальной НГО стратегических задач по внедрению технологии освоения месторождений и транспортировки сжиженного природного газа позволяют существующие запасы ресурсов газовых и газоконденсатных месторождений разделить на две зоны. Зона трубопроводного транспорта, которая включает как действующие, так и строящиеся газопроводные системы. В неё входят месторождения Бованенковской группы, Южно-Ямальной группы, приямальского шельфа, Тазовской и Обской губ [218, с. 95–99]. Зона сжиженного природного газа выделена в соответствии с планами компании «Новатэк» по строительству заводов по производству СПГ общей мощностью до 93 млн т в год. Данная зона включает месторождения месторождения Гыданского полуострова и Тамбейской группы полуострова Ямал [46, с. 387–388].

Следует подчеркнуть, что как морская, так и трубопроводная транспортировка природного газа, являются неотъемлемой составляющей

рациональной газотранспортной инфраструктуры Арктического региона [86, с. 190–194] и в целом развивающейся системы арктических коммуникаций.

Развитие системы коммуникаций на основе диверсификации направлений и средств транспортировки газа позволит укрепить не только энергетическую, но и геополитическую безопасность России и обеспечить гарантированный доступ к потенциалам рынков стран-импортеров природного газа. Стратегия, основанная на диверсификации направлений и средств транспортировки природного газа, имеет фундаментальное геополитическое значение как инструмент экономического освоения регионального пространства для укрепления регионального присутствия России в Арктике.

3.6. Развитие альтернативной энергетики в Арктике

Альтернативная энергетика понимается как совокупность различных способов получения, передачи и использования энергии, менее распространенных в сравнении с традиционными способами, но, предположительно, более выгодными с точки зрения экологических и политико-экономических рисков. Из этого определения видно, что это понятие очень субъективно. То, что одними понимается как приемлемые риски, для кого-то может казаться очень опасным. Кроме того, неотработанные энергетические технологии могут не сразу выявлять скрытые риски и угрозы. Это значит, что уже открытые, новые энергетические технологии могут в перспективе перейти в одну из двух категорий – развивающиеся традиционные или отложенные «замороженные». Причем попадание какой-либо новой энергетической разработки во вторую категорию может быть вызвано не только экологическими рисками, но и результатом противостояния со стороны традиционных производителей услуг на современном рынке энергоносителей, которые стремятся сохранять высокие прибыли от продаж своих услуг как можно долго.

Возобновляемая энергетика («зеленая энергетика») основана на получении энергии от таких природных источников как солнечный свет, водные потоки, ветер, геотермальная теплота, которые являются возобновляемыми и по человеческим масштабам неисчерпаемыми. **Антропогенная энергетика** основана на отборе энергетического ресурса из отходов человеческой жизнедеятельности. Это может быть рекуперативный отбор тепла от сбросов отработанной воды или воздуха, сбор горючих газов со свалок и навозохранилищ и т.д. То есть эту энергетику тоже можно считать зеленой или возобновляемой, поскольку человек постоянно производит отходы в процессе своей производственной деятельности и в быту. Значит, эти антропогенные энергетические источники воспроизводятся вновь и вновь, возобновляются.

Альтернативные углеводороды, в отличие от традиционных ресурсов, извлекать труднее. Интерес к ним в последние годы постоянно растет, что обусловлено геополитическими факторами. Во-первых, происходит истощение легко извлекаемых запасов нефти и газа. Во-вторых, история показывает, что география вооруженных конфликтов совпадает с картой нефтяных и газовых полей.

Примерный перечень альтернативных углеводородов представлен в табл. 3.4 [40].

Что касается возобновляемых источников энергии, то в суммарном балансе ВИЭ основная доля в 2017 и 2023 гг. принадлежала, и будет принадлежать биоэнергетике – 50 и 46% соответственно. Далее следуют: гидроэнергетика (31 и 27%), ветроэнергетика (9 и 12%), солнечная электроэнергия (4 и 8%), солнечная теплоэнергия (4 и 4%) и геотермальная энергия (2 и 3%).

Себестоимость электроэнергии от генерации на основе ВИЭ снизилась за счет удешевления технологий и новых подходов к финансированию и эксплуатации объектов. Например, в США был задействован выгодный налоговый кредит для альтернативной генерации. Распространению ВИЭ способствовали субсидии, поскольку позволили снизить цены на энергию за счет эффекта масштаба.

Таблица 3.4

Альтернативные углеводороды

№	Наименование	Примечание
1	Нефтяные пески	Разрабатываются на юге Канады (Альберта) и в Венесуэле (Ориноко)
2	Химические углеводороды:	Получают на основе процесса Фишера-Тропша
2.1	GTL (gas-to-liquids) газ-в-жидкость	Когда есть газ, и он намного дешевле нефти
2.2	CTL (coal-to-liquids) уголь-в-жидкость	Технология изобретена в Германии, когда угля много, а нефти нет (в шахтах из угля выделяют газ, который потом превращают в жидкое топливо)
2.3	BTL (biomass to liquids) биомасса-в-жидкость	Биодизель, полученный на основе брожения растительных масс, например, рапс
3	Тяжелая высоковязкая битумная нефть	Оценка геологических запасов в мире 810 млрд т, в России 7 млрд т.
4	Сланцевый газ	Технология гидроразрыва пласта (фракнинг) позволила увеличить объемы добычи сланцевого газа в последние годы, и все больше стран желают получить с его помощью энергетическую независимость
5	Сланцевая нефть	Из 1 тонны нефтяного сланца можно добыть 0,5-1,25 барреля нефти, при этом, горно-проходческий метод добычи наносит большой вред природе.
6	Углеводороды арктического континентального шельфа	Глубоководные месторождения представляют многочисленные трудности с точки зрения разведки и добычи углеводородов: это и большие глубины, и шторма, и обледенение водной поверхности.
7	Газогидраты	В 2013 г. Япония первая в мире извлекла метан из газогидратов в открытом море методом разгерметизации. Оценка запасов метангидратов на японском шельфе - Япония может покрыть свои потребности в природном газе на 100 лет вперед.

Сетевой паритет означает, что стоимость электроэнергии от ВИЭ в сети сравнялась с ценой традиционной энергии. Фотоэлектрические панели небольшой мощности, размещаемые частными потребителями на крышах зданий (Rooftop solar PV) достигла сетевого паритета в 2016 г. Это значит, что дешевле не только альтернативная энергетика, работающая в больших масштабах, но и для мелких индивидуальных источников.

Тот, кто путешествует по западным странам, невооруженным глазом замечает, что количество покрытых солнечными панелями крыш очень возросло. Первыми достигают сетевого паритета в солнечной энергетике страны с огромными объемами ввода солнечной генерации. Потому что большие объемы ввода снижают издержки на производство оборудования и строительство самих объектов генерации.

Считается, что сетевой паритет в ветрогенерации на суше может быть достигнут в ближайшие годы, а на море – после 2020 г.

В целом, доля ВИЭ в энергобалансе субъектов РФ Российской Арктики колеблется на уровне 1%. Так, из обзора Мурманского реестра следует, что доля ВИЭ в энергобалансе области менее 1 %, совокупная мощность всех имеющихся в регионе установок, работающих на ВИЭ, составляет 13,2 МВт.

ВИЭ подразделяются по экономико-политическому принципу на два типа. Первый тип ВИЭ принадлежит крупному бизнесу, о них много информации, они играют роль улучшения имиджа корпорации, носят демонстрационный характер. Второй тип ВИЭ принадлежит обычно мелким предпринимателям и потребителям, стремящимся сократить свою зависимость от сетевых монополистов. Они часто не зарегистрированы ни официальной статистикой, ни реестрами общественных организаций. С одной стороны, эти альтернативные энергетические установки часто сооружены кустарным образом без соблюдения требований безопасности и существуют в северных поселениях на свой страх и риск. А с другой, официальные структуры видят в них угрозу, поскольку для их легализации и учета придется пересматривать нормы, разрабатывать дополнительные инструкции и т.п.

Однако зарубежные эксперты признают, что низкие цены на альтернативную энергию не позволяют думать, что ветровые и солнечные электростанции смогут быстро полностью заменить традиционные. Газовая и угольная генерация надежнее, так как способна гибко реагировать на потребности энергосистемы, набирать нагрузку по требованию.

Выполненная оценка глобальных и национальных факторов позволяет сделать выводы о стремительном развитии альтернативной энергетики в мире, о позитивном изменении отношения к ней в России, как на уровне правительства, так и крупного бизнеса. Средние и малые предприниматели, а также частные потребители, стремясь уйти от дорогих энергоносителей, развивают собственные альтернативные источники энергии, что пока слабо регистрирует отечественная статистика по ряду причин.

Что касается альтернативных углеводородов, то эти запасы и потенциальные ресурсы кратно превышают значения традиционных ресурсов нефти и газа (рис. 3.11), запасы которых оцениваются в примерно 0,8 трлн т.н.э.

Среди нетрадиционных углеводородов особо выделяются тяжелая высоковязкая битумная нефть, сланцевые нефть и газ, а также газогидраты.

Последние 10 лет особенно интенсивно развиваются технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов. Возможно, в ближайшие годы она станет основной в объемах добычи нефти в России. Сегодня Россия добывает менее млрд т. н.э. таких углеводородов, это примерно 10% общей добычи в мире. Сегодня запасы традиционной нефти катастрофически уменьшаются и увеличиваются запасы высоковязких нефтей и природных битумов. Действующие проекты по внутрипластовому горению находятся в США, Индии, Румынии, Колумбии и Канаде. В России этот метод вызывает интерес в нефтяных компаниях Сургутнефтегаз, Татнефть, Ритэк, Зарубежнефть.

Сланцевый газ и развитие сланцевых технологий влияют на современную геополитику. Мировые запасы сланцевого газа составляют сотни трлн м³. В России сланцевый газ обнаружен, в частности, в пределах Тимано-Печорской НГП и Енисейского кряжа [143].



Рис. 3.11. Запасы и ресурсы традиционного и альтернативного углеводородного сырья, т.н.э. [225]

Представляется интересным пример Китайской сланцевой экономики [80]. Китай с 2009 по 2014 гг. инвестировал в разведку и разработку собственных месторождений сланцевого газа 23 млрд юаней (USD 3,7 млрд). В 2014 КНР подтвердил более 500 млрд запасов сланцевого газа, в том числе 106 миллиардов из них находятся в месторождениях, принадлежащих китайской нефтегазовой компании Sinopet. Газоносные слои в Китае находятся на площади в 170 тысяч квадратных километров и локализируются в 54 крупных месторождениях.

Разработка сланцевых месторождений сопряжена с огромными темпами бурения. Себестоимость этого процесса в России значительно выше, чем в США, темпы добычи неравномерны и характеризуются сильным спадом в

довольно короткий период, следующий за пиковой добычей. Именно поэтому добыча сланцевого газа в России пока не считается перспективной.

Большее внимание уделяется в России сланцевой нефти. Различают два вида сланцевой нефти.

Tight Oil (Малопроницаемая нефть) – это обычная нефть, состоит из легких фракций, располагается в низкопроницаемых коллекторах, добывается при помощи гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин.

Shale oil (Сланцевая нефть) – это нефть, которую добывают из расположенного в сланцевой породе керогена - особого вещества, которое находится в процессе превращения в обычную нефть. Чтобы ускорить процесс превращения керогена в нефть, его термически обрабатывают. При термической обработке кероген разлагается на составляющие. Добывать такую нефть дорого из-за нагрева скважины до определенной температуры.

На сегодняшний день сланцевую нефть добывают двумя способами:

- насыщенная нефтью порода грузится в забое и подается наверх, где ее перерабатывают в особых установках с получением нефтяных фракций. Себестоимость первого способа добычи порядка USD 90-100 за баррель;

- нефтеносная порода находится на большой глубине, и, чтобы бы добыть нефть из глубины, бурят горизонтальные скважины, затем в скважину нагнетают воду, создается гидродинамический удар, и порода в скважине трескается, в трещины просачивается нефть из породы. Такая добыча опасна для региона, поскольку метан и нефть попадают в грунтовые воды, а затем и водопроводы домохозяйств (вы открываете на кухне кран, подносите зажженную спичку к струе воды, и та вспыхивает, как факел). Себестоимость второго способа USD 50-60 за баррель.

Для сравнения, себестоимость традиционной российской нефти из Сибири Siberian Light примерно USD 15 за баррель, а в Саудовской Аравии – всего USD 8. В России наиболее протяженные пласты керогенсодержащих пород относятся к Баженовской свите. Также Абалакская и Фроловская свиты Западной Сибири характеризуются большими запасами керогена. «Бум добычи сланцевого газа» в США сменяется «бумом сланцевой нефти», себестоимость которой в Америке оценивают менее чем в USD 10 за баррель.

Газогидраты — относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Это молекулярные соединения воды и метана, они существуют при низких температурах и высоком давлении. За внешнее сходство их называют «горящим льдом».

В природе газогидраты встречаются либо в зонах вечной мерзлоты, либо на глубоководье, что изначально создает трудные условия для их разработки.

Предварительные оценки запасов газогидратов (рис. 3.12) требуют уточнения, но уже сейчас ясно - они колоссальны. Объемы залежей отечественных газогидратов представлены на карте (рис. 3.13) и предварительно оцениваются в 400 трлн м³.

Канада на своем месторождении «Маллик» (запасы оцениваются до 10 трлн м³) выполнила большое количество различных исследовательских работ от бурения до анализов гидрато-содержащих кернов и организовала промышленную добычу.

В Японии газогидраты присутствуют в районе Нанкайского желоба у побережья Японии. Примерная оценка запасов по шельфу Японского моря составляют до 20 трлн м³.

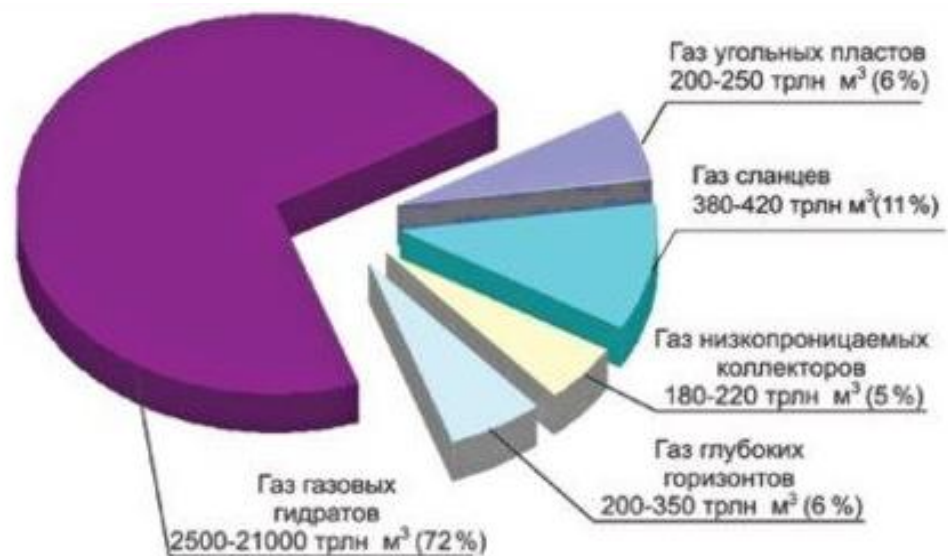


Рис. 3.12. Структура мировых запасов газовых углеводородов



Рис. 3.13. Газогидраты России

Россия не проводила специальные исследования газогидратных месторождений. Предварительные оценки сделаны по зарубежным исследованиям и

материалам времен СССР. Российские газогидраты делятся на континентальные (97 трлн м³) и субаквальные (шельфовые) Берингова, Охотского и Черного морей – 63, 17 и 49 трлн м³ соответственно.

Континентальные газогидратные месторождения находятся в зоне добычи нефти и газа, где уже налажена инфраструктура, это делает их более перспективными.

Заключение

Изменившаяся геополитическая ситуация в мире породила новые угрозы в XXI веке, обусловила растущее внимание к Арктике и сосредоточение усилий ряда государств по достижению своих целей в Арктическом регионе. В результате, несмотря на глобализацию мировых процессов, обостряются межгосударственные противоречия. В силу этих и ряда других обстоятельств Арктика имеет большое стратегическое значение. Для России Арктический регион – это не просто регион, это и прошлое, и настоящее, от развития Арктической зоны зависит и будущее страны.

Глава 1 «Взаимодействие глобальных тенденций в процессах регионального развития» посвящена исследованию текущих климатических изменений, складывающихся в Арктике в последние 40 лет, которые определяются устойчивым потеплением. Используя принцип цикличности мирового развития и закономерности циклической динамики, установлены периоды циклических колебаний *maximum* и *minimum* площади льда в пределах всего периода наблюдений, начиная с 1979 года. В работе обосновано, что улучшающиеся климатические и экологические условия доступа к арктическим коммуникациям и ресурсам, создают предпосылки к углублению противостояния между не только арктическими странами в целях достижения конкурентного преимущества в процессе экономического (и/или геополитического) освоения арктического пространства.

В монографии отмечено, что российско-китайское взаимодействие в сфере развития арктических коммуникаций сопровождается совместной реализацией крупных инфраструктурных проектов в рамках воплощения в жизнь концепции «Один пояс, один путь». Основой этой концепции является создание и модернизация инфраструктуры транспортировки китайских товаров, предполагающая усиление экономического, а, следовательно, и геополитического присутствия Китая на мировых коммуникациях, обеспечивающих гарантированный доступ к глобальному европейскому рынку с использованием как южной, так и арктической транспортно-логистических систем. Активность Китая на арктическом направлении объясняется тем, что в этом регионе разворачиваются масштабные инвестиционные проекты глобального характера, участие в которых наравне с другими странами позволит Китаю упрочить свое влияние в системе арктических коммуникаций, главным образом, на трассах Северного морского пути. Наглядным примером является проект «Ямал–СПГ», участие в котором значимо для Китая не только для получения СПГ, но и для достижения понятных геополитических целей – присутствия в Арктике.

Глава 2 «Развитие арктических коммуникаций. Транспортное обеспечение крупных энергетических проектов в Арктике» посвящена выявлению проблем и перспектив развития арктической морской системы коммуникаций. Ввиду тесной связи арктических регионов, где добывается большая часть энергетических ресурсов страны, с акваторией Северного ледовитого океана, морской транспорт стал неотъемлемой частью их развития.

Проведенный анализ показал, что система коммуникаций Арктики в целом развита слабо, а степень развитости транспортной инфраструктуры сильно дифференцирована. Высокий уровень транспортной доступности характеризует только территории Мурманской области. Для остальной континентальной части Арктического региона преимущественное значение имеет воздушный (в основном для перевозки срочных грузов и корреспонденции, а также транспортировки людей, в том числе по медицинской необходимости) и морской виды транспорта. Речной функционирует очень непродолжительный период в летнее время; железнодорожный представлен магистралями местного значения (часто не связанными с единой железнодорожной сетью); трубопроводный представлен широко только в Ямало-Ненецком АО.

Доля перевозок морским транспортом в общем объеме перевозок в районы Севера (около 20%) остается неизменно высокой: использование морского транспорта позволяет осуществить Северный завоз, обеспечить потребности российских военных баз на арктических островах, обеспечить потребности новых реализуемых ресурсодобывающих проектов, предполагающих круглогодичное морское судоходство в арктических морях. Объем перевозок через порты и пункты в акватории Северного морского пути составил в 2017 г. - 10,7 млн тонн, а по итогам 2018 г. - 19,7 млн. тонн. По оценке Росморречфлота, объем перевозок грузов по Северному морскому пути составит к 2025 г. - 44 млн тонн, а к 2030—70 млн тонн. Основной объем грузов придется на энергоресурсы — сжиженный природный газ, нефть, уголь и металлы. Приоритетность развития Северного морского пути, кроме экономических выгод, подтверждается следующими факторами: необходимостью достижения контроля над стратегически значимыми акваториями Северного морского пути и его внутренними морями; возможностью обеспечения круглогодичного доступа к значимым ресурсам; высоким транзитным значением магистрали для внутренних национальных перевозок; растущим потенциалом развития транснациональных перевозок (между портами стран Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона).

Глава 3 «Тенденции потребления энергетических ресурсов» посвящена исследованию потенциала мировых поставщиков природного газа с позиции обеспечения потребностей стран Европейского союза. Проведенный анализ позволил сделать вывод о том, что несмотря на реализацию стратегии «20-20-20», согласно которой страны ЕС стремятся к увеличению доли энергии, получаемой из возобновляемых видов источников, а также снижению энергопотребления и сокращению выбросов углекислого газа к 2020 году на 20%, по сравнению с 1999 годом, объемы потребления и импорта природного газа, начиная с 2015 года постоянно растут. Среди основных причин, побудивших страны ЕС увеличить объемы закупок газа, выделяются следующие:

- снижение, в период с 2010 по 2018 гг., собственной газодобычи более чем на 30% из-за истощения местных месторождений, а также ограничений объемов добычи, вызванных участвовавшими землетрясениями;
- отказ ТЭС от угля в пользу природного газа, а также рост экономик некоторых стран;
- длительные и суровые зимние периоды 2016-2017 гг.

Основными поставщиками природного газа в страны ЕС являются – Алжир, Катар, Норвегия и Российская Федерация. По итогам 2018 года, доля российского газа на европейском рынке достигла отметки в 34%, при этом важно понимать, что практически весь экспортируемый нашей страной газ, добывается в Арктике. Лидером, как по общему уровню запасов, так и по объему добычи, является Ямало-Ненецкий автономный округ.

В монографии также сделан вывод о том, что в среднесрочной перспективе сжиженный природный газ из США на рынке ЕС не сможет составить реальной конкуренции российскому трубопроводному арктическому газу: во-первых, российский арктический трубопроводный газ, как и СПГ, значительно дешевле американского сжиженного природного газа; во-вторых, ПАО «Газпром», в случае необходимости, в кратчайшие сроки может значительно увеличить объемы поставок природного газа, особенно в случае реализации проектов «Северный поток-2» и «Турецкий поток»; в-третьих, российская сторона уже показала, что даже в случае значительного падения цен в состоянии выполнять свои контрактные обязательства, в то время как деятельность американских газовых компаний может оказаться под угрозой, так как работать в убыток себе даже в среднесрочной перспективе они не станут.

Особое внимание в монографии уделено проблемам сохранению паритета между добычей и воспроизводством углеводородов в Российской Арктике, посредством проведения геологоразведочных работ, подготовки сырьевой базы в перспективных регионах, а также введению инновационных технологий. Восполнение запасов углеводородного сырья остается перспективной задачей, от решения которой, во многом, будет зависеть место РФ на мировом энергетическом рынке.

Литература

1. Агарков, С. А. Влияние модернизации морской газотранспортной системы на развитие арктического региона / С. А. Агарков, Д. А. Матвишин // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. Т. 2, № 53. С. 50–57.
2. Агарков, С. А. Влияние освоения региональных ресурсов углеводородов на экологическое состояние Печорского моря / С. А. Агарков, Д. А. Матвишин // Изв. С.-Петерб. гос. экон. ун-та. 2019. № 2 (116). С. 58–67.
3. Агарков, С. А. Геоэкономика и политика в современном развитии арктических коммуникаций / С. А. Агарков, С. Ю. Козьменко, М. В. Ульченко // Изв. Санкт-Петерб. гос. экон. ун-та. 2017. № 4 (106). С. 19–26.
4. Агарков, С. А. Модернизация высшего образования региона в условиях экономической глобализации: проблемы и решения / С. А. Агарков // Высшее образование сегодня. 2017. № 12. С. 2–8.
5. Агарков, С. А. О роли морского образования в развитии Российской Арктики / С. А. Агарков, Л. В. Геращенко // Морской сборник. 2014. Т. 2006, № 5. С. 50–54.
6. Агарков, С. А. Экологический мониторинг регионального морского пространства Арктики / С. А. Агарков, С. Ю. Козьменко, А. Н. Савельев // Изв. Санкт-Петерб. гос. экон. ун-та. 2018. № 6 (114). С. 105–112.
7. Агарков, С. А. Экономические региональные особенности морской транспортировки сжиженного природного газа / С. А. Агарков, Г. П. Евдокимов, С. Ю. Козьменко // Геополитика и безопасность. 2015. № 2 (30). С. 73–82.
8. Алферов, Ж. И. Я категорически против реформ науки! / Ж. И. Алферов // Комсомольская правда. 2019. 5 марта (№ 24). С. 15.
9. Андреев, П. С. Преимущества и перспективы расширения экспорта сжиженного природного газа из России в страны АТР / П. С. Андреев // Азиатско-Тихоокеанский регион: экономика, политика, право. 2015. № 2 (35). С. 47–55.
10. Аргументы недели. 2018. 17 мая (№ 19). Режим доступа: <http://argumenti.ru/society/2018/05/572780>.
11. Афанасенков, А. П. К уточнению модели нефтегазогеологического районирования арктического шельфа России в свете современных геолого-геофизических данных / А. П. Афанасенков, Б. В. Сенин, М. И. Леончик // Геология нефти и газа. 2016. № 4. С. 77–88.
12. Ахмадова, Х. Х. Проблема техногенных залежей в Российских регионах / Х. Ахмадова, Э. У. Идрисова, М. А. Такаева // Международный научно-исследовательский журнал. Екатеринбург, 2013. № 8 (15). Ч. 4. С. 69–73. Режим доступа: www.research-journal.org.
13. Балмасов, И. Сможет ли Алжир вытеснить российский газ из Европы / И. Балмасов // ИА Eurasia daily. Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2017/05/17/smozhet-li-alzhir-vytesnit-rossiyskiy-gaz-iz-evropy>.
14. Банько, Ю. В энергетическом сердце страны / Ю. Банько // Нефть России. 2019. № 1–2. С. 28–33.

15. Баньковский, Л. В. Соликамск: город-кристалл: Начала соликамсковедения / Л. В. Баньковский. 2-е изд. Соликамск: Изд-во СГПИ, 2006. 306 с.
16. Белова, М. Экспорт СПГ из США: эффективность под вопросом / М. Белова, Е. Колбикова, И. Тимонин // Вести. Экономика. Режим доступа: <http://www.vestifinance.ru/articles/102248>.
17. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона / В. П. Гаврилов [и др.]. М.: Недра, 2010.
18. Бованенковское месторождение // О Газпроме. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/bm/>.
19. Богачев, В. Ф. Национальные интересы России в концепции геополитического развития Арктики / В. Ф. Богачев, Т. Н. Мотина, В. С. Селин // Геополитика и безопасность. 2015. № 2 (30). С. 83–88.
20. Богданов, Н. А. Тектоника Арктического океана / Н. А. Богданов // Геотектоника. 2004. № 4. С. 21–42.
21. Богоявленский, В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов / В. И. Богоявленский // Труды ВЭО России. 2014. Т. 182. С. 12–175.
22. Богоявленский, В. И. Брошенные платформы и грядущий «идеальный шторм» в Мексиканском заливе / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский, П. С. Баринов // Бурение и нефть. 2017. № 5. С. 3–7.
23. Богоявленский, В. И. Дегазация Земли. Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Neftegaz.RU. 2019. № 1. С. 48–55.
24. Богоявленский, В. И. Нефтегазовая отрасль и экономическая безопасность России / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Труды ВЭО России. 2016. Т. 199. С. 102–120.
25. Богоявленский, В. И. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: море Лаптевых / В. И. Богоявленский, Г. С. Казанин, А. В. Кишанков // Бурение и нефть. 2018. № 5. С. 20–28.
26. Богоявленский, В. И. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море / В. И. Богоявленский, В. Ю. Керимов, О. О. Ольховская // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 43–47.
27. Богоявленский, В. И. Оценка перспектив применения модели CRUST для изучения строения и нефтегазоносности акваторий Арктики / В. И. Богоявленский, Р. А. Никонов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 9, с. 32–37.
28. Богоявленский, В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе / В. И. Богоявленский // Арктика: экология, экономика. 2013. № 2 (10). С. 62–71.
29. Богоявленский, В. И. Состояние и стратегия развития нефтегазовой отрасли в России и в ее Арктической зоне / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Государственный аудит. Право. Экономика. 2016. № 4. С. 63–69.
30. Богоявленский, В. И. Стратегия освоения ресурсов нефти и газа Арктики – обеспечение энергетической, экологической и экономической безопасности России / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Геополитика и безопасность. 2017. № 3 (39). С. 72–86.

31. Богоявленский, В. И. Стратегия освоения ресурсов нефти и газа Арктики (суша и акватории) / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Управление инновационным развитием Арктической зоны Российской Федерации: [сб. избр. тр. Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, 14–16 сентября 2017 г., г. Северодвинск]. Архангельск: КИРА, 2017. С. 323–332.
32. Богоявленский, В. И. Термобарические условия нефтегазоносных отложений Западной Арктики / В. И. Богоявленский, Т. А. Будагова, А. В. Беженцев // *New Methods and Technology in Development and Production of Oil and Gas — Onshore and Offshore. Geopetrol-2010*. Краков, 2010. С. 407–419.
33. Богоявленский, В. И. Углеводородные богатства Арктики и российский геофизический флот: состояние и перспективы / В. И. Богоявленский // *Морской сборник*. М.: ВМФ, 2010. № 9. С. 53–62.
34. Богоявленский, В. И. Фундаментальные проблемы освоения ресурсов углеводородов в Арктике на современном этапе развития мировой нефтегазовой индустрии / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // *Энергетическая политика*. 2018. № 4. С. 22–34.
35. Богоявленский, В. И. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский, Т. А. Будагова // *Бурение и нефть*. 2013. № 12. С. 10–16.
36. Богоявленский, В. И. «Ямал-СПГ»: реализован уникальный международный проект в Российской Арктике / В. И. Богоявленский // *Арктические ведомости*. 2018. № 1 (24). С. 24–29.
37. Бондарев, В. Н. Инженерно-изыскательские работы ОАО «АМИГЭ» на шельфе Арктики / В. Н. Бондарев // *Материалы Всерос. конф. «Арктика — нефть и газ 2015»*. М., 2015. 3 с.
38. Борусевич, В. О. Требования к ледовым качествам корабля и некоторые проблемы их разработки / В. О. Борусевич, Г. И. Каневский, К. Е. Сазонов // *Морской сборник*. 2017. № 7 (2044). С. 37–43.
39. Бурцев, О. В. Современная Россия и морская цивилизация / О. В. Бурцев, С. Ю. Козьменко, Г. Н. Шиян // *Морской сборник*. 2006. № 6. С. 17–21.
40. В поисках энергии. Альтернативные источники углеводородов. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/neft/v-poiskah-energii.html>.
41. Валитов, Р. А. Технология проводки горизонтальных скважин на примере месторождения Одопту-Море / Р. А. Валитов, Р. А. Исмаков // *Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн.* Уфа, 2004. № 2. С. 61–66.
42. Варламов, А. И. Без новых открытий нет будущего / А. И. Варламов // *Нефтегазовая вертикаль*. 2016. № 20. С. 40–45.
43. Варламов, А. И. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации / А. И. Варламов // *Материалы Всерос. конф. «Арктика — нефть и газ 2015»*. М., 2015. 3 с.
44. Веретенников, Н. П. Геоэкономическое обоснование освоения энергетических и биологических ресурсов в Арктике / Н. П. Веретенников, В. Ф. Богачев, А. Н. Савельев // *Вестник МГТУ*. 2014. Т. 17, № 3. С. 459–464.
45. Веретенников, Н. П. Северный морской путь: история, экономика, геополитика, безопасность / Н. П. Веретенников, Л. В. Геращенко, Е. С. Горячевская // *Геополитика и безопасность*. 2015. № 2 (30). С. 88–94.

46. Веретенников, Н. П. Северный морской путь: транспорт, экономика, геополитика / Н. П. Веретенников, В. Ф. Богачев, М. В. Ульченко // Вестник МГТУ. 2015. Т. 18, №3. С. 386–392.
47. Воронина, Е. П. Влияние освоения и транспортировки углеводородных ресурсов арктического шельфа на развитие Северного морского пути / Е. П. Воронина // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2014. № 6 (43). С. 3–6.
48. ВостокУголь: Хотим, чтобы Диксон стал мировой столицей Арктики // Агентство экономической информации «Прайм»: офиц. сайт. Режим доступа: <https://1prime.ru/Interview/20170329/827303215.html>.
49. Все страны и территории мира: Новый географический справочник ЦРУ: [перевод The World Factbook 2007]. М.: АСТ Москва, 2009. 768 с.
50. Гаврилов, В. П. О целесообразности ускоренного освоения нефтегазовых ресурсов Арктических морей и прилегающих районов Крайнего Севера России / В. П. Гаврилов // Нефть, газ Арктики: материалы междунар. научно-техн. конф. М.: Интерконтакт Наука, 2007. С. 343–351.
51. Гагарский, Э. А. Ямал как центр добычи газа / Э. А. Гагарский, С. А. Кириченко, С. Г. Козлов // Морские вести России. 2016. № 1. Режим доступа: <https://www.morvesti.ru/analytics/detail.php?ID=55065>.
52. «Газпром» обновит рекорд экспорта газа третий год подряд // Вести. Экономика. 2018. 28 декабря. Режим доступа: www.vestifinance.ru/articles/112616.
53. Гасникова, А. А. Межрегиональная экономическая дифференциация на севере и пути ее сглаживания / А. А. Гасникова, Ю. А. Волова // Национальные интересы: приоритеты и безопасность, 2012. Т. 8, № 47(188). С. 9–13.
54. Гасникова, А. А. Некоторые вопросы развития альтернативной энергетики в регионах Севера / А. А. Гасникова // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2013. № 4. С. 51–56.
55. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики / В. П. Гаврилов [и др.]. М.: Недра, 1993. 323 с.
56. Геодинамическая модель эволюции арктического региона в позднем мезозое-кайнозое и проблема внешней границы континентального шельфа России / Л. И. Лобковский [и др.] // Арктика: Экология и экономика. 2011. № 1. С. 104–115.
57. Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа на акваториях Мирового океана: монография / В. Ю. Керимов [и др.]. М.: Недра, 2016 г. 412 с.
58. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность акваторий циркумарктического сегмента Земли / В. И. Богоявленский [и др.] // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 45–58.
59. Геоэкономические вызовы морской политике в российской Арктике / С. Ю. Козьменко [и др.] // Морской сборник. 2012. Т. 1983, № 6. С. 33–42.
60. Геращенко, Л. В. Региональные приоритеты геоэкономического развития России в Арктике // Л. В. Геращенко, С. Ю. Козьменко, М. В. Ульченко // Экономика и предпринимательство. 2013. № 12-3 (41). С. 41–45.
61. Гидролого-гидрохимическая структура фронтальной зоны Обской губы в раннеосенний период / С. А. Лапин [и др.] // Проблемы Арктики и Антарктики. 2015. № 3 (105). С. 15–26.
62. Главные события в мировой газовой отрасли в 2017 году // РИА Новости. Режим доступа: https://ria.ru/ny2018_resume/20171222/1511487002.html.

63. Гранберг, А. Г. Основы региональной экономики / А. Г. Гранберг. М.: ИД ГУ-ВШЭ, 2008. 495 с.
64. Губайдуллин, М. Г. Комплексная оценка потенциального воздействия Варандейского нефтеотгрузочного терминала на окружающую среду / М. Г. Губайдуллин, О. В. Дронг // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2012. № 6. С. 28–32.
65. Гутман, С. С. Влияние проектов, реализуемых странами БРИКС, на устойчивое развитие районов Крайнего Севера / С. С. Гутман, А. А. Басова // Журнал правовых и экономических исследований. 2018. № 1. С. 160–167.
66. Гутман, С. С. Достижение устойчивого развития монопрофильных поселений Мурманской области / С. С. Гутман, А. Б. Тесля // Вестник МГТУ. 2016. Т. 19, № 2. С. 383–391.
67. Дегазация Земли в Арктике: дистанционные и экспедиционные исследования катастрофического Сеяхинского выброса газа на полуострове Ямал / В. И. Богоявленский [и др.] // Арктика: экология и экономика. 2019. № 1 (33). С. 88–105.
68. Демиденко, Д. С. Модель оптимизации стратегических решений развития промышленного предприятия / Д. С. Демиденко, Е. В. Никора, С. А. Агарков // Научно-технические ведомости С.-Петерб. гос. политехн. ун-та. Экономические науки. 2014. № 6 (209). С. 59–64.
69. Добыча природного газа в России: прошлое, настоящее, будущее // Промразвитие. Режим доступа: <https://promdevelop.ru/dobycha-prirodnogo-gaza-v-rossii/>.
70. Донской, С. Е. Тактические нюансы и стратегические перспективы / С. Е. Донской // Нефтегазовая вертикаль. 2016. № 20. С. 22–25.
71. Дорожная карта по выводу из эксплуатации Кольской АЭС / Международная сеть неправительственных организаций «Декоммиссия». Режим доступа: http://www.decomatom.org.ru/public/dorozhnaya_karta_kolanpp_2015.pdf.
72. Дрбоглав, А. М. О нормировании труда на судостроительных предприятиях / А. М. Дрбоглав, В. Я. Платов // Судостроение. 2014. № 2. С. 67–68.
73. Единая система газоснабжения России // ОАО «Газпром»: офиц. сайт. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>.
74. Запивалов, Н. П. Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы / Н. П. Запивалов // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 12–17.
75. Захаров, Е. В. Еще раз о целесообразности поисков нефтяных месторождений в Баренцевом и Печорском морях / Е. В. Захаров, А. В. Толстиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 9. С. 13–16.
76. Звонцов, А. В. Вопросы системного управления качеством и экологическими аспектами в глобальной рыночной экономике / А. В. Звонцов, В. П. Семенов // Изв. С.-Петерб. гос. электротехн. ун-та (ЛЭТИ). 2015. № 2. С. 78–85.
77. Израэль, Ю. А. Мониторинг природной среды и возобновимых природных ресурсов / Ю. А. Израэль, Р. Е. Манн // Проблемы экологически устойчивого развития биосферы. М.: Гидрометеиздат, 1988. С. 6–24.
78. Калашник, Н. А. О социально-экономических последствиях аварий при шельфовой нефтегазодобыче / Н. А. Калашник // Вестник Кольского научного центра РАН. 2013. № 2 (13). С. 22–25.

79. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий / В. И. Богоявленский [и др.] // Арктика: экология и экономика. 2017. № 1 (25). С. 32–46.
80. Китай: добыча сланцевого газа выросла. 2016. 8 сентября. Режим доступа: <http://www.vestifinance.ru/articles/74783>.
81. Козьменко, С. Ю. Арктика: модернизация региональной газотранспортной системы в условиях евро-российского геоэкономического и политического перепутья / С. Ю. Козьменко, А. А. Щеголькова // Вестник МГТУ. 2014. Т. 17, № 3. С. 490–496.
82. Козьменко, С. Ю. Геополитические основания регионального присутствия России в Арктике / С. Ю. Козьменко, А. А. Щеголькова // Морской сборник. 2010. Т. 1962, № 9. С. 39–45.
83. Козьменко, С. Ю. Геополитические тенденции экономического присутствия России в Арктике / С. Ю. Козьменко, А. А. Щеголькова // Геополитика и безопасность. 2012. № 1 (17). С. 71–79.
84. Козьменко, С. Ю. Глобальные и региональные факторы промышленного освоения углеводородов континентального шельфа Арктики СПГ / С. Ю. Козьменко, А. Н. Савельев, А. Б. Тесля // Известия С.-Петерб. гос. экон. ун-та. 2019. № 3(117). С. 65–73.
85. Козьменко, С. Ю. Морская политика и экономическое присутствие России в Арктике: отзвуки противостояния / С. Ю. Козьменко, А. А. Щеголькова // Морской сборник. 2010. Т. 1965, № 12. С. 22–30.
86. Козьменко, С. Ю. Новая экономическая география и обоснование рациональной газотранспортной инфраструктуры региона / С. Ю. Козьменко, Л. И. Гайнутдинова // Вестник МГТУ. 2012. Т. 15, № 1. С. 190–194.
87. 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.
88. Козьменко, С. Ю. Особенности оборонной и хозяйственной деятельности в Арктике в эпоху глобального потепления / С. Ю. Козьменко // Морской сборник. 2019. Т. 2063, № 2. С. 56–60.
89. Козьменко, С. Ю. Формирование рациональной структуры арктической газотранспортной системы / С. Ю. Козьменко, В. А. Маслобоев, М. В. Ульченко // Экономика и предпринимательство. 2018. № 9 (98). С. 1279–1284.
90. Козьменко С. Ю. Циклические колебания социально-экономического развития / С. Ю. Козьменко. СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 1995. 106 с.
91. Комплексные исследования больших морских экосистем России / отв. ред. Г. Г. Матишов; Мурман. мор. биол. ин-т Кольского науч. центра РАН. Апатиты: КНЦ РАН, 2011. 516 с.
92. Королев, В. И. Военно-морская деятельность России в Арктике / В. И. Королев // Обеспечение национальных интересов России в Арктике: труды науч.-исслед. отдела Института военной истории. СПб.: Политехника-сервис, 2014. Т. 9, кн. 1. С. 60–73.
93. Костылев, И. И. Развитие газозовов сжиженного природного газа для удовлетворения потребностей в нем мирового рынка. Российские проекты сжиженного природного газа / И. И. Костылев, Г. П. Евдокимов // Вестник

- Гос. ун-та морского и речного флота им. адмирала С. О. Макарова. 2016. № 6 (40). С. 42–57.
94. Кравченко, М. П. Геополитика природного газа / М. П. Кравченко // Вестник Моск. гос. лингв. ун-та. Серия: общественные науки. 2015. № 2 (713). С. 69–77.
95. Кризис подарил 10 миллиардов долларов крупнейшему месторождению Норвегии // PRO-ARCTIC: [независимое российское информ.-аналит. сетевое издание, посвященное ответственному и рациональному освоению ресурсов российской Арктики]. Режим доступа: <http://pro-arctic.ru/27/08/2018/news/33563>.
96. Кутузова, М. Национальные приоритеты российского ТЭК / М. Кутузова // Нефть России. 2019. № 1–2. С. 4–9.
97. Лаверов, Н. П. Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики Западного полушария / Н. П. Лаверов, В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. 2011. № 3. С. 16–27.
98. Лаверов, Н. П. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии / Н. П. Лаверов, В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Арктические ведомости. 2015. № 3 (14). С. 46–53.
99. Лаверов, Н. П. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России / Н. П. Лаверов, А. Н. Дмитриевский, В. И. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. 2011. № 1. С. 26–37.
100. Лаверов, Н. П. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы / Н. П. Лаверов, В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Арктика: экология, экономика. 2016. № 2 (22). С. 4–13.
101. Магистральный газопровод «Грязовец-Выборг» / Стройгазмонтаж. Режим доступа: <http://www.ooosgm.ru/projects/construction/gryazovets-vyborg>.
102. Маслобоев, В. А. Промышленное производство природного газа: особенности конкуренции на европейском рынке / В. А. Маслобоев, С. В. Федосеев, М. В. Ульченко // Изв. С.-Петерб. гос. экон. ун-та. 2018. № 6 (114). С. 31–40.
103. Масловский, А. П. Стратегия развития инвестиционного и инновационного потенциала нефтедобывающих корпораций / А. П. Масловский, В. С. Васильцов // Записки Горного института. 2013. № 201. С. 209–213.
104. Матвишин, Д. А. Транспортировка СПГ в Арктике: анализ основных тенденций и перспектив развития / Д. А. Матвишин // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2016. Т. 50, № 3. С. 40–46.
105. Министерство энергетики Российской Федерации: офиц. сайт. 2018. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.
106. Минфин России, статистика, федеральный бюджет. Режим доступа: www.minfin.ru/ru/statistics/fedbud/.
107. Митрова, Т. Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей / Т. Митрова; Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. 2018. Режим доступа: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/News/Russia-on-global-spg-market.pdf>.
108. Мозговой, А. Ф. Универсальный «Калибр» / А. Ф. Мозговой // Морской сборник. 2016. Т. 2026, № 1. С. 61–70.

109. Мосунов, А. Ю. Механизм образования техногенных формирований нефти пласта БВ7 Самотлорского месторождения и результаты их опытно-промышленной эксплуатации / А. Ю. Мосунов // Вестник недропользователя. 2001. № 9. С. 99–100.
110. Мурманская область в XXI веке: тенденции, факторы и проблемы социально-экономического развития / Т. И. Барашева [и др.]. Апатиты: КНЦ РАН, 2009. 192 с.
111. Муру Г. Н. К 60-летию создания системы военного судоремонта / Г. Н. Муру // Морской вестник. 2014. № 2. С. 29–30.
112. Муру Г. Н. Условия эффективного функционирования системы технического обслуживания и ремонта морской техники / Г. Н. Муру // Морской вестник. 2011. № 2. С. 39–41.
113. Мыльникова, Т. В. Угольные бассейны России / Т. В. Мыльникова, Ю. А. Сергеева, О. Е. Шестакова // Россия молодая: сб. материалов IX Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых с междунар. участием / Кузбасский гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева. Кемерово, 2017. С. 13005.
114. Национальный атлас Арктики / Коллектив авторов. М.: Роскартография, 2017. 496 с.
115. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон / В. И. Богоявленский [и др.] // Геология нефти газа. 2016. № 5. С. 100–113.
116. Новый этап освоения месторождений Ямальской нефтегазоносной области / Г. М. Чудаков [и др.] // Научные труды КубГТУ. 2016. № 11. С. 43–54.
117. Норвегия бросила новый вызов «Газпрому» // Эксперт-онлайн: электрон. журн. Режим доступа: <http://expert.ru/2018/01/12/norvezhskij-gazovyyj-rekord/>.
118. Норвегия не спасет Европу от газового голода // Кто в курсе: электрон. журн. Режим доступа: <http://ktovkurse.com/a-vy-kurse/norvegiya-ne-spaset-evropu-ot-gazovogo-goloda>.
119. Норвегия продолжит сокращать добычу нефти и газа // ИА «Росбалт». Режим доступа: <http://www.rosbalt.ru/business/2018/01/11/1673811.html>.
120. Носков, А. Ю. Алжирская газовая альтернатива / А. Ю. Носков // Независимая газета. 2017. 16 мая. Режим доступа: http://www.ng.ru/ng_energiya/2017-05-16/12_6988_algeria.html.
121. О внесении изменений в Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации: федер. закон от 29.12.2017 № 460-ФЗ // Российская газета. 2017. 31 декабря (№ спецвып. 74631). 297 с.
122. О единых географических наименованиях Советской Арктики: постановление ЦИК СССР от 27.06.1935 // Бюл. Арктического ин-та СССР. 1936. № 8/9.
123. О заключении договоров о создании 4 искусственных земельных участков в Кольском заливе (среднее колено) Баренцева моря: распоряжение Правительства РФ от 15.06.2017 № 1245-р // Собрание законодательства РФ. 2017. № 25. Ст. 3739.
124. О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года: указ Президента РФ от 07.05.2018 №

- 204 // Официальный интернет-портал правовой информации. Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201805070038>.
125. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 7 марта 2017 года с изм. и доп., вступ. в силу с 25 марта 2017 года). Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/.
126. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2015 году: гос. докл. // М-во природных ресурсов и экологии РФ: офиц. сайт. Режим доступа: http://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii.
127. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах: гос. докл. // М-во природных ресурсов и экологии РФ: офиц. сайт. М.: ВИМС, 2018. 372 с.
128. О состоянии и проблемах законодательного обеспечения реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г. О состоянии и проблемах законодательного обеспечения деятельности Российской Федерации в Антарктике: ежегод. докл. (2017 г.) / Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации. 2018. 416 с.
129. О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации: указ Президента РФ от 31.12.2015 №-683 // Президент России: офиц. сайт. Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/40391>.
130. О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года: указ Президента РФ от 13.05.2017 // Президент России: офиц. сайт. Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/41921>.
131. О транспортной безопасности: федер. закон от 09.02.2007 № 16-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 21 декабря 2016 года). Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_66069/.
132. Орлов, В. П. Перекресток романтики и высоких технологий / В. П. Орлов // Нефтегазовая вертикаль. 2016. № 20. С. 26–30.
133. Основные направления повышения эффективности хозяйственной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации / С. А. Агарков [и др.] // Записки Горного института. 2018. Т. 230. С. 209–216.
134. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа / Л. В. Эдер [и др.] // Бурение и нефть. 2014. № 4. С. 16–22.
135. Особенности стратегического управления нефтегазовым комплексом и транспортировки углеводородной продукции при освоении морских нефтегазовых месторождений Арктики / А. М. Фадеев [и др.] // Вестник МГТУ. 2017. Т. 20, № 4. С. 742–754.
136. Остапенко, Н. А. Нефтегазовые доходы в федеральном бюджете Российской Федерации / Н. А. Остапенко // Аллея науки. 2017. Т. 2, № 15. С. 269–271.
137. Оценка современного состояния водных экосистем и проблемы охраны биологических ресурсов при обустройстве Крузенштернского ГКМ / В. Д. Богданов [и др.] // Экономика региона. 2015. № 3 (43). С. 266–278.

138. Очередной рекорд «Северного потока» // Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 11.
139. Партум, С. Э. Влияние газовой промышленности на природную среду Ямала / С. Э. Партум, И. И. Золотарев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2007. № 6. С. 241–244.
140. Пережогин, А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / А. С. Пережогин // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017): тез. докл. IV Междунар. науч.-практ. конф. 8–10 ноября 2017 г. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017, С. 64.
141. Перспективы нефтегазоносности Канадской глубоководной котловины и сопредельных акваторий Северного Ледовитого океана / В. И. Богоявленский [и др.] // Арктика: экология, экономика. 2015. № 4. С. 57–65.
142. Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента Циркумарктического региона / В. И. Богоявленский [и др.] // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 5–20.
143. Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия / Н. Н. Диева [и др.] // Газовая промышленность. Вузовская наука нефтегазовой отрасли. 2013. № спецвып. 692. С. 39–42.
144. Петров, О. В. Сотрудничество геологических служб приарктических государств в изучении Арктики / О. В. Петров, М. Смеллор // Арктические ведомости. 2015. № 1–2. С. 22–27.
145. Победова, Л. Путин одобрил строительство судов для сейсморазведки в условиях санкций / Л. Победова // РБК-Бизнес. 2016. 17 октября. Режим доступа: www.rbc.ru/business/17/10/2016/57fe54de9a7947a6b53666cd.
146. Подходы к разработке низкопроницаемых коллекторов на примере пласта турон Харампурского месторождения / О. А. Лознюк [и др.] // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017): тез. докл. IV Междунар. науч.-практ. конф. 8–10 ноября 2017 г. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. С. 67.
147. Половинкин, В. Н. Проблемы милитаризации арктического региона / В. Н. Половинкин, А. Б. Фомичев // Морской вестник. 2013. № 4. С. 35–37.
148. Полякова, И. Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона / И. Д. Полякова, В. И. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3 (7). С. 2–13.
149. Предпосылки нефтегазоносности «расширенного» юридического шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане / В. Л. Иванов [и др.] // Арктика: экология и экономика. 2016. № 2. С. 14–23.
150. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой. М.: Институт энергетических исследований РАН, 2016. 196 с.
151. Профицит бюджета РФ в 2018 году достиг 2,7 % ВВП // Аргументы и факты. 2019. 22 января. Режим доступа: www.aif.ru/money/economy/proficit_byudzheta_rf_v_2018_godu_dostig_2_7_vvp.
152. Путин В. В. Стенограмма выступления на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности. 13 февраля 2013 г., Ново-Огарево // Президент России: офиц. сайт. Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/17511>.

153. Пыстина, Н. Б. Эколого-экономическая оценка природно-ресурсного потенциала осваиваемых территорий полуострова Ямал / Н. Б. Пыстина, А. В. Баранов, О. Б. Наполов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. 2013. № 2 (13). С. 88–95.
154. Развитие арктической системы коммуникаций как фактор обеспечения гарантированного доступа к стратегическим ресурсам / В. Ф. Богачев [и др.] // Управленческие науки. 2018. Т. 8, №. 3. С. 6–19.
155. Районы ограничения антропогенной деятельности: Печорское море. Нефтегазовый комплекс / А. Н. Болтунов [и др.]. Мурманск: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2014. 76 с.
156. Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза / В. И. Богоявленский [и др.] // Вести газовой науки. 2016. № 2 (26). С. 160–164.
157. Регионы России. Социально-экономические показатели. (2018). Федеральная служба государственной статистики. 2018. Режим доступа: [fromhttp://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1138623506156](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1138623506156).
158. Российские металлурги подпали под санкции Евросоюза // РБК. Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/04/08/2016/57a311779a79475ea5c2fd91>.
159. Российский геологический портал. 2018. Режим доступа: [fromhttp://www.rosgeoportal.ru/nedra/ngp03/SitePages/extraction.aspx](http://www.rosgeoportal.ru/nedra/ngp03/SitePages/extraction.aspx).
160. Российский статистический ежегодник 2017 г. / Федеральная служба государственной статистики. Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1135087342078.
161. Россия наращивает экспорт нефти из Арктики // Нефть и капитал. 2019. 18 февраля. Режим доступа: www.oilcapital.ru/news/markets/18-02-2019/rossiya-naraschivaet-eksport-nefti-iz-arktiki.
162. Россия опередила США по поставкам СПГ в Европу в 2018 году // ТАСС. 2019. 1 марта. Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/6167501>.
163. Рыбаков, Ф. Ф. Региональные особенности экономического развития рыболовства Северного бассейна / Ф. Ф. Рыбаков, С. А. Агарков, И. Н. Бреславец // Вестник МГТУ. 2011. Т. 14, № 1. С. 74–78.
164. Савельева, С. Б. Современное состояние газовой отрасли и прогнозное потребление природного газа в странах ЕС / С. Б. Савельева, М. В. Ульченко // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. № 2 (53). С. 75–84.
165. СБИС. Режим доступа: <https://sbis.ru/contragents/3917026693/391301001>.
166. Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления по форме 2-ТП (отходы), систематизированные по федеральным округам Российской Федерации за год. Режим доступа: <http://rpn.gov.ru/opendata/7703381225-rpnstatf2tpFO>.
167. Светлый уголь // Аргументы недели. 2019. № 4 (648).
168. Северный морской путь: развитие арктических коммуникаций в глобальной экономике / С. Ю. Козьменко [и др.] // Морской сборник. 2015. Т. 2021, № 8. С. 40–46.

169. Селин, В. С. Арктические коммуникации и региональные геополитические приоритеты экономического развития России / В. С. Селин, С. Ю. Козьменко, Л. В. Геращенко // Геополитика и безопасность. 2012. № 2 (18). С. 94–102.
170. Селин, В. С. Взаимодействие хозяйственных и оборонных интересов в арктических акваториях / В. С. Селин, С. Ю. Козьменко // Вестник Кольского научного центра РАН. 2012. № 3 (10). С. 34–40.
171. Селин, В. С. Национальные интересы и экономическая безопасность в Российской Арктике / В. С. Селин, М. В. Ульченко // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. Т. 8, № 31 (172). С. 2–10.
172. Селин В. С. Согласование экономической и оборонной деятельности в Арктике с позиций регионального присутствия / В. С. Селин, С. Ю. Козьменко, Н. А. Медведев // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13, № 1. С.84–89.
173. 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.
174. Семенов, В. П. Инновационное развитие предприятий судостроительной промышленности / В. П. Семенов, С. В. Семененко // Морской сборник. 2008. № 6. С. 45–47.
175. Семенов, В. П. Проблемы и направления развития менеджмента качества в морской деятельности / В. П. Семенов, Л. В. Геращенко // Морской сборник. 2009. № 9. С. 57–59.
176. Семенов, В. П. Проблемы и пути инновационного развития предприятий судостроительной промышленности / В. П. Семенов // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2009. Т. 2, № 23. С. 76–81.
177. Семенов, В. П. Проблемы становления креативного сектора экономики в России / В. П. Семенов, М. В. Мирославская // Вестник ИНЖЭКОНа. Серия: Экономика. 2013. № 2. С. 24–29.
178. Семенов, В. П. Улучшение качества обслуживания и ремонта военноморской техники / В. П. Семенов // Северный морской путь: развитие арктических коммуникаций в глобальной экономике («Арктика-2015»): материалы VI Всесоюз. мор. науч.-практ. конф. (Мурманск, 13–14 мая 2015 года). Мурманск: Изд-во МГТУ, 2015. С. 86–91.
179. Сенин, Б. В. Стратегические направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов нераспределенного фонда недр морских акваторий / Б. В. Сенин, М. И. Леончик // Минеральные ресурсы России. 2016. № 6. С. 3–14.
180. Сибирская нефть. 2016. № 4.
181. Система информационно-аналитического обеспечения ГРП на Арктическом шельфе / О. Супруненко [и др.] // Neftegaz.RU Offshore. 2018. № 11. С. 18–23.
182. Системный анализ геоэкологических рисков в газовой промышленности / Р. О. Самсонов [и др.]. М.: Науч. мир, 2007. 272 с.
183. Сможет ли Алжир вытеснить российский газ // ИА EADaily. Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2017/05/17/smozhet-li-alzhir-vytesnit-rossiyskiy-gaz-iz-evropy>.

184. Современное состояние донных сообществ гидробионтов в условиях освоения углеводородов арктического шельфа / С. А. Агарков [и др.] // Успехи современного естествознания. 2018. № 12. С. 120–136.
185. Современные проблемы и перспективы развития арктического газопромышленного комплекса / Рос. акад. наук, Кольский науч. центр, Ин-т экон. проблем им. Г. П. Лузина; Федер. агентство по рыболовству, Мурман. гос. техн. ун-т. Апатиты; Мурманск: КНЦ РАН, 2017. 228 с.
186. Сочнев, О. Я. Техническая доступность российского шельфа для освоения в современных условиях/ О. Я. Сочнев, Е. А. Жуковская // Арктика: экология, экономика. 2013. № 2 (10). С. 48–61.
187. Список российских банков, попавших под санкции США // Риск-мониторинг. Режим доступа: https://risk-monitoring.ru/?action=article&title=US_sanctions.
188. Средняя цена нефти Urals в 2018 году выросла на 32 % // ТАСС. 2018. 29 декабря. Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/5965190>.
189. Стратегия морской деятельности и экономики природопользования в Российской Арктике / С. Ю. Козьменко [и др.] // Морской сборник. 2012. Т. 1988, № 11. С. 58–63.
190. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года: утв. Президентом Российской Федерации В. В. Путиным 20 февраля 2013 г. № Пр-232. Режим доступа: <http://government.ru/info/18360/>.
191. Татаркин, А. И. Социально-экономические проблемы освоения и развития российской Арктической зоны / А. И. Татаркин, В. Г. Логинов, Е. А. Захарчук // Вестник РАН. 2017. Т. 87, № 2. С. 99–109.
192. Тесля, А. Б. Формирование и развитие трудового потенциала Арктической зоны Российской Федерации / А. Б. Тесля, Л. В. Булачева // Вестник МГТУ. 2015. Т. 18, № 3. С. 537–546.
193. Total втрое увеличила свою газодобычу в Алжире // Проектирование газоснабжения. Режим доступа: http://proekt-gaz.ru/news/total_vtroe_uvelichila_svoju_gazodobychu_v_alzhire/2018-04-03-7198.
194. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Минеральные ресурсы российского шельфа: [спецвып. журн. «Минеральные ресурсы России; экономика и управление»]. М., 2006. С. 14–71.
195. Угольников Ю. С. Силикатный тампонажный материал как альтернатива традиционному портландцементу для цементирования скважин на территории континентального шельфа / Ю. С. Угольников // Материалы междунар. конф. RAO/CIS Offshore 2017. СПб., 2017. С. 166–167.
196. Удачный год. В 2016 г в России было открыто 40 нефтегазовых месторождений // Neftegaz.ru. 2017. 11 января. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/213626-udachnyy-god-v-2016-g-v-rossii-bylo-otkryto-40-neftegazovykh-mestorozhdeniy/>.
197. Ульченко, М. В. Влияние санкций на промышленный сектор Севера РФ и экономическую безопасность / М. В. Ульченко // Фундаментальные исследования. 2018. № 11. С. 102–108.

198. Ульченко, М. В. Особенности и способы поставки природного газа в страны ЕС Норвегией / М. В. Ульченко // *Фундаментальные исследования*. 2015. № 10, ч. 2. С. 427–431.
199. Ульченко, М. В. Российский арктический природный газ или американский СПГ: перспективы на рынке ЕС / М. В. Ульченко, А. А. Черных // *Север и рынок: формирование экономического порядка*. 2018. № 4 (60). С. 42–50.
200. Усова, И. Россия защитит себя от шантажа Запада в отношении богатств Арктики / И. Усова // *Экономика сегодня*. 2016. 18 октября. Режим доступа: rueconomics.ru/202618-rossiya-zashchitit-sebya-ot-shantazha-zapada-v-otnoshenii-bogatstv-arktiki.
201. Устойчивость и экономическая безопасность в регионах: тенденции, критерии, механизм регулирования / Г. П. Лузин [и др.]. Апатиты: КНЦ РАН, 1999. 174 с.
202. Фадеев А. М. Оценка уровня развития нефтегазовых месторождений Арктики как важнейший элемент стратегического управления нефтегазовым комплексом / А. М. Фадеев // *Научно-технические ведомости С.-Петерб. гос. политехн. ун-та. Экономические науки*. 2015. № 4 (223). С. 83–90.
203. Федеральная служба государственной статистики: офиц. сайт. Режим доступа: <https://gks.ru/>.
204. Федеральное агентство по недропользованию: офиц. сайт. Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/>.
205. Флорида, Р. Креативный класс: люди, которые меняют будущее / Р. Флорида. М.: Наука, 2005. 246 с.
206. Хватит ли США газа для Европы и какова цена вопроса? // RF-SMI. Режим доступа: <http://rf-smi.ru/usa/28967-hvatit-li-ssha-gaza-dlya-evropy-i-kakova-cena-voprosa.html>.
207. Цвигун, И. В. Мировой рынок сжиженного природного газа: современная конъюнктура и тенденции развития / И. В. Цвигун, Е. В. Ершова // *Изв. Байкал. гос. ун-та*. 2016. Т. 26, № 6. С. 868–881.
208. Центрально-Арктическая область Северного Ледовитого океана: сейсмостратиграфия и предпосылки нефтегазоносности / И. Д. Полякова [и др.] // *Арктика: экология и экономика*. 2017. № 4 (28). С. 98–107.
209. Центральный банк РФ: офиц. сайт. Режим доступа: www.cbr.ru/statistics.
210. Частичное пересмотренное представление Российской Федерации в комиссию по границам континентального шельфа в отношении континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане: резюме / МПР РФ. 2015. 37 с.
211. Череповицын, А. Е. Социально-экономический потенциал крупномасштабных проектов освоения нефтегазового шельфа: риски и ожидания заинтересованных сторон / А. Е. Череповицын // *Записки Горного института*. 2015. Т. 215. С. 141–149.
212. Череповицын, А. Е. Экономическое развитие региона в ходе реализации морских нефтегазовых проектов (на примере освоения месторождений проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2») / А. Е. Череповицын, Н. В. Смирнова // *Записки Горного института*. 2013. Т. 205. С. 275–279.

213. Чернова, К. В. Экономические проблемы развития Печорского угольного бассейна в Российской Федерации / К. В. Чернова // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2016: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. Кемерово: Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева, 2016. С. 88.
214. Шац, М. М. Последствия динамики современного климата севера для многолетнемерзлых пород / М. М. Шац, Ю. Б. Скачков // Изв. Алтайского отделения Русского географического общества. 2017. № 3 (46). С. 38–53.
215. Швец, Н. Н. Нефтегазовые ресурсы Арктики: правовой статус, оценка запасов и экономическая целесообразность их разработки / Н. Н. Швец, П. В. Береснева // Вестник МГИМО-Университета. 2014. № 4 (37). С. 60–67.
216. Шпуров И. В. Сырьевая база углеводородного сырья Российской Арктики и континентального шельфа. Перспективы освоения: презентация на RAO CIS Offshore / И. В. Шпуров. 2017.
217. Щеголькова, А. А. Модернизация системы транспортировки арктического природного газа в стратегической перспективе / А. А. Щеголькова, Л. Е. Евграфова // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2017. №2 (53). С.57–67.
218. Щеголькова, А. А. Пространственная организация транспортировки энергетических ресурсов: экономика и геополитика / А. А. Щеголькова // Геополитика и безопасность, 2015. № 2 (30). С. 95–99.
219. Щеголькова, А. А. Экономическая конъюнктура украинского газового транзита / А. А. Щеголькова // Вестник МГТУ. 2015. Т. 18, № 3. С. 565–570.
220. Эдер, Л. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова // Бурение и нефть. 2016. №10. С. 8–15.
221. Эксперт Северо-Запад. 2016. 3 октября. № 40–41.
222. Экспорт газа из России вырос на 20 миллиардов кубометров в 2018 году // РИА Новости. 2019 г 10 января. Режим доступа: ria.ru/20190110/1549188222.html.
223. Экспорт природного газа Россией 2000–2016 гг. // Total-Rating.ru. Режим доступа: <http://total-rating.ru/1676-eksport-prirodnogo-gaza-rossiey-2000-2016.html>.
224. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.
225. Яртиев, А. Высоковязкая нефть — новые технологии разработки. Ч. 2 / А. Яртиев. Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/1028-Vysokovyzkaya-neft-novye-tehnologii-razrabotki.-Chast-2>.
226. 2016 World LNG Report / IGU: official site. Available at: <http://www.igu.org/publications/2016-world-lng-report>.
227. Agarkov, S. Influence of the economic activity of the Arctic region on the safety of the habitat of aquatic biological resources/ S. Agarkov, D. Matviyishin // Izvestiya of the St. Petersburg State Economic University. 2017. No. 3 (105). P. 55.

228. Agarkov, S. The environmental impact from developing energy resources in the Arctic region / S. Agarkov, T. Motina, D. Matviishin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (EES). 2018. Vol. 180. P. 012007.
229. Alaska Oil and Gas Report, May 2006 / Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2006. 115 p.
230. Alaska Oil and Gas Report, November 2009 / Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2009. 63 p.
231. Analysis of production and consumption of rare-earth metals in the EU and the BRICS / A. E. Cherepovitsyn [et al.] // Metales no ferrosos. 2015. No. 5 (869). P. 5–10. DOI: 10.17580/tsm.2015.05.01.
232. Annual Energy Outlook 2009 / Energy Information Administration. Washington, DC, Mar. 2009. (DOE/EIA-0383(2009)).
233. Arctic Sea Ice News and Analysis. Available at: <http://nsidc.org/arcticseaicenews/charctic-interactive-sea-ice-graph/>.
234. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources in the Cretaceous Nanushuk and Torok Formations, Alaska North Slope, and Summary of Resource Potential of the National Petroleum Reserve in Alaska, 2017 / D. W. Houseknecht [et al.] // USGS Technical Report, Fact Sheet 2017–3088. 2017. December. 4 p.
235. Average monthly Brent crude oil price from January 2018 to January 2019 (in U.S. dollars per barrel) // The Statistics Portal, 1st April 2019. Available at: <https://www.statista.com/statistics/262861/uk-brent-crude-oil-monthly-price-development>.
236. Bertelsen, R. G. The return of China, post-Cold War Russia, and the Arctic: Changes on land and at sea / R. G. Bertelsen, V. Gallucci // Marine Policy. 2016.
237. Blunden M. Geopolitics and the northern sea route // International affairs. 2012. Vol. 88, No. 1. P. 115–129.
238. BP Statistical Review of World Energy, June 2017. 52 p.
239. BP Statistical Review of World Energy, June 2018. 52 p.
240. BP Statistical Review of World Energy, June 2018. Available at: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2018/bp-statistical-review-of-world-energy-2018-full-report.pdf>.
241. Brehmer, E. New life for North Slope 100 million years in the making. Alaska / E. Brehmer // J. Commerce. 2017. October 5.
242. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. [S. l.], 2008. (USGS Fact Sheet 2008-3049).
243. Collaborative Nature of Innovative Economy Naturaleza colaborativa de la economía innovadora / S. S. Nosova [et al.] // Espacios. 2018. Vol. 39, No. 41. P. 32.
244. Daewoo Shipbuilding Wins 1 Trillion Won LNG Carrier Construction Order // Hellenic Shipping News Worldwide. Available at: <http://www.hellenicshippingnews.com/daewoo-shipbuilding-wins-1-trillion-won-lng-carrier-construction-order>.
245. Decker, P. L. Nanushuk Formation Discoveries: World-class exploration potential in a newly proven stratigraphic play, Alaska North Slope / P. L. Decker; Alaska Department of Natural Resources Division of Oil and Gas. 2018. May 21. 31 p.

246. EIA, 2009. Arctic Ocean Oil and Natural Gas Potential. Republished from an October: 2009 report by the EIA USA.
247. Ensuring the safety of maritime transportation of energy resources in difficult regions of the Arctic. Xplore Digital Library / N. P. Veretennikov [et al.] // International Conference "Quality management, Transport and Information Security, Information Technologies". No. 071 (IT&MQ&IS-2018). SPb., 2018. P. 274–276.
248. Fact pages. Norwegian Petroleum Directorate. 1st April 2019. <https://www.npd.no/en/facts/wells/>
249. Fact pages. Norwegian Petroleum Directorate. 1st April 2019. Available at: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAll&nav3=5774394>.
250. Fears, D. A 14-year-long oil spill in Gulf of Mexico verges on becoming one of the worst in US history / D. Fears // The Washington Post. 2018. October 22. Available at: www.sunherald.com/news/local/article220435780.html.
251. Gutman, S. Environmental safety as an element of single-industry towns' sustainable development in the Arctic region / S. Gutman, A. Teslya // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publishing, 2018. Vol. 180, No. 1. P. 012010.
252. Higher volume of spot LNG trades seen in 2019 // EnergyWorld, Jan 15, 2019. Available at: <https://www.energyworldmag.com/higher-volume-of-spot-lng-trades-seen-in-2019/>.
253. Hossain, K. Governance of Arctic Ocean Marine Resources in Randy Abet / K. Hossain // Ocean and Coastal Law in the Climate Change Context. Oxford: Oxford University Press, 2014. P. 273–297. DOI: <http://dx.doi.org/10.1093/acprof:oso/9780199368747.003.0014>.
254. IHS Markit Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends. 2018.
255. Integrated research of large marine ecosystems in Russia / G. Matishov [et al.]. Apatity: KSC RAS, 2011. 516 p.
256. International project. Atlas of geological maps of the Circumpolar Arctic / O. V. Petrov [et al.]. SPb.: VSEGEI Publishing House, 2016. P. 64.
257. International Tectonic Map of the Arctic at 1:5M scale — TeMAr-5000 / VSEGEI. 2008. Available at: <http://www.vsegei.ru/en/intcooperation/temar-5000/>.
258. Islam, R. Nearly 230 BUSD Earmarked for Pre Development Projects Deferred Since H2 2014, Delaying over 3 MMBOE/D of suppl. Press Release, Rystad Energy. 2016. January 28.
259. Käpylä, J. The Global Arctic: The Growing Arctic Interests of Russia, China, the United States and the European Union/ J. Käpylä, H. Mikkola // The Finnish Institute of International Affairs. 2013. P. 1–9.
260. Konoplyanik, A. A. Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition / A. A. Konoplyanik. Dundee: University of Dundee, 2010. 31 p.
261. Kozmenko, S. Maritime economics of the Arctic: legal regulation of environmental monitoring / S. Kozmenko, A. Teslya, S. Fedoseev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (EES). 2018. Vol. 180. P. 01209

262. Lalonde, S. The position of the United States on the Northwest Passage: is the fear of creating a precedent warranted? / S. Lalonde, F. Lasserre // *Ocean Development & International Law*. 2013. Vol. 44, No. 1. P. 28–72.
263. Laruelle, M. Russia's Arctic strategies and future of the far north / M. Laruelle, M. E. Armonk. N.-Y.: Sharpe Inc, 2014. 251 p.
264. Major trends in efficiency upgrading of the economic activity in the Arctic zone of the Russian Federation / S. Agarkov [et al.] // *J. Mining Institute*. 2018. No. 2. P. 209. DOI: 10.25515/PMI.2018.2.209/.
265. Marshall, C. Maximising Economic Recovery-A Review of Well Test Procedures in the North Sea / C. Marshall, A. Thomas // *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2015.
266. Moe, A. The Dynamics of Arctic Development. In *Asia and the Arctic* / A. Moe. Singapore: Springer, 2016. P. 3–13.
267. Nevle, C. Downsized: The Incredible True Story of Shrinking Texas Production / C. Nevle // *PointLogic Energy*. 2018. February 7. Available at: <https://www.pointlogicenergy.com/market-news/Get-the-Point/2018/2018-02-05-texas-production.html>.
268. Petroleum & other liquids. US Energy Information Administration. 1st April 2019. Available at: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrfpus2&f=m>.
269. Rystad Energy. 2018, May 28. Available at: <https://www.rystadenergy.com>.
270. Selection of priority investment projects for the development of the Russian Arctic / A. Novoselov [et al.] // *Polar Science*. 2017. No. 14. P. 68–77.
271. Smith, T. Independents Rockin' on Alaska's North Slope / T. Smith // *GEOExPro*. 2017. Vol. 14, No. 1.
272. Somarin, A. Unconventional Oil Exploration: Part 1: What Makes Oil Unconventional? Part 2: The Arctic Frontier / A. Somarin // *Thermo Fisher Scientific*. 2018. Available at: <https://www.thermofisher.com/blog/mining/>.
273. Spatial organization of economic development of energy resources in the Arctic Region of the Russian Federation / S. Agarkov [et al.] // *J. Environmental Management and Tourism*. 2018. Issue 3 (27). Vol. IX. P. 605–624.
274. Statistics / Ministry of Energy. Available at: <https://minenergo.gov.ru/en/activity/statistic>.
275. Tamnes, R. Geopolitics and security in the Arctic: regional dynamics in a global world / R. Tamnes, K. Offerdal. Routledge, 2014. 186 p.
276. The LNG industry GIIGNL Annual Report. 2018. Available at: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/5_LNG_Markets_And_Trade/giignl2018annual_report.pdf.
277. The LNG industry GIIGNL Annual Report. 2019. Available at: <https://giignl.org/publications/giignl-2019-annual-report>.
278. Third Energy Package / National grid. Available at: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Europe/Third-energy-package>.
279. U.S. coal production 2012–2018 / US Energy Information Administration. 1st April 2019. Available at: <https://www.eia.gov/coal/production/quarterly/pdf/t1p01p1.pdf>.

280. U.S. dry natural gas production / US Energy Information Administration. 1st April 2019. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9070us2A.htm>.
281. U.S. natural gas production hit a new record high in 2018 / US Energy Information Administration. 1st April 2019. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38692>.
282. Vaughan, A. BP's Deepwater Horizon bill tops \$65bn / A. Vaughan // The Guardian. 2018. January 16. Available at: <https://www.theguardian.com/business/2018/jan/16/bps-deepwater-horizon-bill-tops-65bn>.
283. World Crude Oil Production: 83.94M bbl/day for Dec 2018. 1st April 2019. Available at: https://ycharts.com/indicators/world_crude_oil_production.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГЛОБАЛЬНЫХ ТЕНДЕНЦИЙ В ПРОЦЕССАХ РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ	8
1.1. Эпоха глобального потепления и геоэкономическое развитие «новой Арктики».....	8
1.2. Геополитика и экономика российско–китайского регионального взаимодействия.....	21
1.3. Роль России в «ближневосточной газовой интриге».....	28
1.4.Геополитические и экономические тенденции развития арктических коммуникаций.....	36
1.5. Формирование российской группировки кораблей и судов ледового класса в Арктике.....	43
1.6. Тенденции военного и экономического присутствия России в Арктике. Санкт–Петербургский Международный Военно– Морской салон	49
2. РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКИХ КОММУНИКАЦИЙ. ТРАНСПОРТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КРУПНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ	59
2.1. Организация арктической системы транспортировки нефти....	59
2.2. Морская транспортировка угля в Арктике.....	70
2.3. Развитие отечественного судостроения для модернизации арктических коммуникаций	80
2.4. Экономический аспект морской транспортировки арктического СПГ.....	90
2.5. Морская транспортировка СПГ в системе арктических коммуникаций.....	97
2.6. Модернизация системы транспортировки арктического природного газа.....	102
3. ТЕНДЕНЦИИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	109
3.1. Уровень потребления природного газа в странах ЕС.....	109
3.2. Обеспечение конкурентоспособности российского природного газа на европейском энергетическом рынке.....	116
3.3. Рациональная структура арктической газотранспортной системы ..	122
3.4. Экономическая конъюнктура арктического природного газа и американского СПГ.....	128
3.5. Воспроизводство запасов природного газа в Российской Арктике .	133
3.6. Развитие альтернативной энергетики в Арктике.....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	148
ЛИТЕРАТУРА.....	151



ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
«КОЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК»
РОССИЯ, 184209, Мурманская область, г. Апатиты, ул. Ферсмана, 14



МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОССИЯ, 183010, г. Мурманск, ул. Спортивная, 13

ISBN 978-5-91137-397-9



9 785911 373979



РИО
КНЦ
naukaprint.ru