

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа инженерного предпринимательства  
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Современные тенденции развития рынка сжиженного природного газа</b> УДК 339.13:662.767-404

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ61	Петров Д.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Пожарницкая О.В.	К.э.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к. философ. н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Т.В.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
38.04.02 Менеджмент	Чистякова Н.О.	К.э.н., доцент		

**Планируемые результаты обучения по ООП  
38.04.02 Менеджмент**

Код	Результат обучения
<b>Общие по направлению подготовки</b>	
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
P5	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, конфессиональные и культурные различия

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства  
 Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Чистякова Н.О.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Магистерской диссертации</b>
---------------------------------

(бакалаврской работы/магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ61	Петрову Дмитрию Николаевичу

Тема работы:

<b>Современные тенденции развития рынка сжиженного природного газа</b>
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе	<p><b>Указать объект, предмет исследования:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- объект исследования - мировой рынок сжиженного природного газа;</li> <li>- предмет исследования - факторы развития сжиженного природного газа;</li> <li>- издания аналитических экспертных организаций «Выгон Консалтинг» («VYGON Consulting»);</li> <li>- годовые отчеты и публикации компаний «Шелл» («Shell»), «Бритиш Петролиум» («British Petroleum»), общества «ПАО Газпром», «Сахалин Энерджи»;</li> <li>- отчеты «Международного газового союза» («IGU»).</li> </ul>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Анализ методов ценообразования на рынке СПГ;</li> <li>- Рассмотрение современное формирование региональных рынков экспорта и импорта СПГ;</li> <li>- Прогноз будущего предложения и объёмов потребления на мировом рынке;</li> <li>- Анализ регионов потребления СПГ;</li> <li>- выявление влияния развития проектов Российской Федерации на общий уровень динамики рынка.</li> </ul>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- общая схема этапов сжижения и регазификации газа</li> <li>- наименование и основные характеристики заводов по производству СПГ</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наименование и основные характеристики терминалов по регазификации</li> <li>- тренды объёмов производства природного газа</li> <li>- тренды регионального распределения потребителей и поставщиков СПГ</li> </ul>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Черепанова Н.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Пожарницкая О.В.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ61	Петров Дмитрий Николаевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 страниц, 16 рисунков, 18 таблиц, 40 использованных источников, два приложения.

Ключевые слова: природные ресурсы, сжиженный природный газ, производственный потенциал проекта, мировой рынок СПГ, тенденции развития рынка сжиженного природного газа, динамика производства и потребления СПГ, региональные потребители сжиженного природного газа.

Объектом исследования является – мировой рынок сжиженного природного газа.

Предмет исследования – факторы развития сжиженного природного газа.

Цель работы – анализ современного состояния рынка сжиженного природного газа, прогноз спроса и производства на мировом рынке СПГ.

В процессе исследования проводились: анализ изданий аналитических экспертных организаций «Выгон Консалтинг» («VYGON Consulting»), анализ годовых отчетов и публикаций компаний «Шелл» («Shell»), «Бритиш Петролеум» («British Petroleum»), общества «ПАО Газпром», «Сахалин Энерджи», и «Международного газового союза» («IGU»), проведен сравнительный анализ динамики регионального экспорта и импорта СПГ, сделаны прогнозы предложения и спроса на мировом рынке газа.

В результате исследования выявлены этапы возникновения и развития рынка сжиженного газа, объёмы запасов природного газа стран и регионов, вовлечённых в газовый рынок, потенциал по регазификации стран импортёров, современные направления рынка СПГ, действующие и перспективные проекты России.

Область применения: при планировании строительства новых проектов по производству СПГ, при проведении маркетинговых исследованиях региональных рынков сжиженного природного газа.

Апробирование результатов осуществлялось путем участия в XXII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова

студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», проходившем в период с 2 по 7 апреля 2018 года в Национальном исследовательском Томском политехническом университете на базе Института природных ресурсов со статьёй «Влияние внешних политических отношений на производство СПГ в Российской Федерации», публикация в сборнике статей XIX международной научно-практической конференции «Вопросы управления и экономики: современное состояние актуальных проблем» на сайте <https://internauka.org/>:

1. статья «Анализ эффективности программы КСО компании «Сахалинская Энергия»»;

2. статья «Прогноз предложения на мировом рынке сжиженного газа».

Экономическая эффективность/значимость работы: данная работа представляет анализ рынка сжиженного природного газа, с учетом прогнозирования спроса сжиженного газа и потребления в мировом энергобалансе.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
О-2ЭМ61	Петрову Дмитрию Николаевичу

<b>Школа</b>	<b>инженерного предпринимательства</b>	<b>Направление/ специальность</b>	38.04.02 Менеджмент
<b>Уровень образования</b>	магистратура		

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)</li> <li>- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Описание рабочего места инженера, менеджера компании «Сахалин Энерджи» на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды: в отделении установлено комбинированное освещение, электромагнитные поля на низком уровне, метеоусловия в норме.</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды: в офисе установлена пожарная сигнализация, имеется запасной выход.</li> </ul> <p>Рабочее место оборудовано в соответствии с нормами техники безопасности.</p> <p>Рабочее место менеджера включает в себя: стол, стул, компьютер, принтер, сканер, клавиатуру, калькулятор.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс РФ;</li> <li>2. ГОСТ Р ИСО 26000-2010 «Руководство по социальной ответственности»;</li> <li>3. ГОСТ 12.2.032-78 "Рабочее место при выполнении работ сидя"</li> <li>4. Серия международных стандартов систем экологического менеджмента ISO 14000;</li> <li>5. GRI (Global Reporting Initiative) – всемирная инициатива добровольной отчетности;</li> <li>6. SA 8000 – устанавливает нормы ответственности работодателя в области условий труда.</li> </ol>

<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	
<p><i>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- принципы корпоративной культуры исследуемой организации;</li> <li>- системы организации труда и его безопасности;</li> <li>- развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;</li> <li>- системы социальных гарантий организации;</li> </ul>	<p>Анализ факторов внутренней социальной ответственности компании «Сахалин Энерджи»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- прохождение персоналом инструктажа по технике безопасности;</li> <li>- стабильность выплаты заработной платы;</li> <li>- санаторно-курортное лечение;</li> <li>- поддержка ветеранов и пенсионеров;</li> <li>- организация культурных и спортивных мероприятий;</li> <li>- социальный пакет;</li> <li>- оказание помощи работникам в критических ситуациях.</li> </ul>
<p><i>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- содействие охране окружающей среды;</li> <li>- взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</li> <li>- спонсорство и корпоративная благотворительность;</li> </ul>	<p>Анализ факторов внешней социальной ответственности компании «Сахалин Энерджи»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</li> <li>- спонсорство и благотворительность;</li> <li>- ответственность перед потребителями услуг;</li> <li>- работа с организациями и общественностью Японской стороны.</li> </ul>
<p><i>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ правовых норм трудового законодательства;</li> <li>- анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов;</li> <li>- анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.</li> </ul>	<p>Анализ правовых норм трудового законодательства – ТК РФ;</p> <p>Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации – устав предприятия, приказы, договоры.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Система управления КСО компании;</li> <li>- Заинтересованные стороны компании.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Черепанова Н.В.	к. философ. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ61	Петров Дмитрий Николаевич		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	11
Введение.....	12
1 Этапы развития и современное состояние производства СПГ.....	15
1.1 Этапы развития мирового рынка СПГ.....	15
1.2 Региональная структура производства СПГ .....	18
1.2.1 Азиатско-Тихоокеанский регион .....	21
1.2.2 Ближневосточный регион.....	25
1.2.3 Африканский регион.....	27
1.2.4 Страны Северной и Южной Америки.....	28
1.2.5 Европейский регион.....	29
1.3 Основные потребители СПГ.....	32
1.3.1 Потребители Азиатского региона.....	33
1.3.2 Европейские потребители СПГ.....	38
1.3.3 Американские потребители сжиженного газа.....	43
2 Современные направления развития сектора СПГ.....	47
2.1 Перспективы формирования глобального рынка газа как совокупности региональных рынков.....	47
2.2 Анализ основных перспективных лидеров по производству сжиженного природного газа .....	57
2.2.1 Новый крупный игрок на рынке СПГ.....	57
2.2.2 Оценка конкурентоспособности американского СПГ и трубопроводного российского газа на европейском рынке.....	60
2.2.3 Потенциальные проекты по производству СПГ в РФ.....	71
2.3 Азиатский регион - основной рост потребления СПГ.....	85
3 Перспективы развития мирового сектора СПГ.....	89
3.1 Прогноз мирового спроса и производственных мощностей СПГ.....	89
3.2 Роль Российской Федерации в развитии рынка СПГ.....	109
4 Реализация программы социальной ответственности на примере компании «Сахалин Энерджи» .....	117

4.1 Проактивный подход к КСО при реализации СПГ- проектов.....	117
4.2 Оценка реализации КСО в рамках проекта «Сахалин-2» .....	121
Заключение.....	127
Приложение А Регазификационные терминалы Японии.....	131
Приложение Б Регазификационные терминалы Китая.....	132
Список публикаций магистранта.....	133
Список использованных источников.....	134

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

СПГ - сжиженный природный газ

СНГ - сжиженный нефтяной газ

МБТЕ – миллион британских термических единиц

млн т. в год – миллионов тонн в год

МВт – мегаватт

Млрд куб. м – миллиардов кубических метров

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

Малотоннажное производство сжиженного природного газа –

производительность проекта до 1 тонны СПГ в год

Долгосрочные контракты – контрактные обязательства более 20 лет

Сделка спот – сделка при которой оплата производится немедленно

## **Введение**

Сжиженный природный газ (СПГ) всё больше отвоёвывает для себя место на мировом рынке энергоресурсов. Особенно это заметно именно сейчас. Мы входим в новый этап развития энергетики и вместе с ним в новый этап развития рынка сжиженного природного газа, который всё больше трансформируется из регионального рынка продаж и спроса газа, в глобальную совокупность региональных рынков.

Информация о динамике и сегодняшних трендах рынка сжиженного природного газа, все больше и чаще высвечивается на первых полосах официальных экономических информационных изданий и аналитических журналов, ведущих производителей нефтегазовой отрасли, всё чаще мы видим отчёты о проходящих международных форумов, посвящённых развитию сектора СПГ. Нельзя не обратить внимание на такой маркер, как выход ведущего игрока нефтегазовой отрасли Катар из союза ОПЕК (Организация стран—экспортеров нефти). Решение Катара связано со снижением добычи нефти и направлением большей части инвестиций на развитие отрасли по сжижению газа и оставаться крупнейшим поставщиком газа.

Развитие новых технологий, например, плавучих установок хранения, регазификации и сжижения ресурса, постепенно вовлекают в орбиту рынка все новых участников, добавляя к прочим достоинствам СПГ значительный глобализационный потенциал.

В условиях сформировавшегося рынка покупателя, а не продавца, вопросы повышения конкурентоспособности выходят на передний план, требуя от компаний максимального использования своих динамических возможностей в сферах привлечения финансирования, формах сотрудничества и организации проектов, оптимизации затрат и так далее. Умение своевременно и адекватно реагировать на любые изменения на рынке особенно важно во времена перемен, что также подчеркивает актуальность

выбранной темы диссертационного исследования. Кроме того, изучение рынка СПГ представляет особый интерес и для России. Для нашей страны развитие сектора позволяет решить сразу несколько важных стратегических задач: не только увеличение объема экспорта и выход на ранее недоступные рынки, но также стимулирование развития регионов, технологий, смежных отраслей промышленности, а также увеличение присутствия в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Объект исследования – мировой рынок сжиженного природного газа.

Предмет исследования – факторы развития сжиженного природного газа.

Цель исследования – выявление современных тенденций развития рынка сжиженного газа, с учетом оценки конкурентоспособности американского СПГ и трубопроводного российского газа на европейском рынке.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие аспекты:

1. Этапы возникновения и развития рынка сжиженного газа;
2. Объёмы запасов природного газа стран, вовлечённых в газовый рынок;
3. Потенциал по регазификации стран импортёров
4. Современные направления рынка СПГ
5. Действующие и перспективные проекты России.

Научная новизна – представлена комплексным анализом рынка сжиженного газа, с учетом выявления специфики тенденций и перспектив развития данного рынка, определением конкурентоспособности американского СПГ и трубопроводного российского газа на европейском рынке.

При проведении анализа использовались методы: сравнительный, позитивный, причинно-следственный и эмпирический.

Период исследования – в работе анализируется период с 2010 по 2018гг., деятельности основных производителей сжиженного природного газа.

Источники исследования – годовые отчёты ведущих нефтегазовых предприятий «Shell», ПАО «Газпром», «British Petroleum», материалы Международной энергетической ассоциации (МЭА), «Международного газового союза» («IGU»), техническая нефтегазовая литература, диссертационные работы, научные труды в области производства и переработки газа.

Работа содержит рекомендации по выбору проработки направлений рынка СПГ на ближайшие 10 лет, с учётом сложившихся трендов на данном этапе развития.

Результаты исследований были представлены автором на XXII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр»; проходившая с 3 по 7 апреля 2018г., ТПУ. Статья «Влияние внешних политических отношений на производство СПГ в Российской Федерации».

Публикации в сборнике статей XIX международной научно-практической конференции «Вопросы управления и экономики: современное состояние актуальных проблем» дата публикации 22.01.2019 г.: статья «Анализ эффективности программы КСО компании «Сахалинская Энергия»», статья «Прогноз предложения на мировом рынке сжиженного газа».

## **1 Этапы развития и современное состояние производства СПГ**

### **1.1 Этапы развития мирового рынка СПГ**

Полезные ископаемые, современный человек научился использовать для выработки энергии давно: каменный уголь, нефть, газ, торф, горючий сланец и другие. 20 век называли «Веком нефти», современный период времени энергоресурсов называют «Газовым», а на современном мировом рынке называют «Временем СПГ» (сжиженный природный газ).

Для понимания как зарождался и развивался сектор СПГ, рассмотрим исторические данные, и позволим себе выделить следующие этапы развития производства сжиженного природного газа в мире.

Этап первый – характеризовался началом опытов по сжижению разных газов в тридцатые годы XIX века по 30-е годы XX века. История СПГ начинается, когда в 1823 году в Британии, химик и физик Майкл Фарадей, будучи простым лаборантом обратил внимание на конденсат зеленоватого цвета на стенках пробирки, а далее проводил опыты по сжижению разных газов. В конце 70-х гг. девятнадцатого века, учёный немецкого происхождения, Карл Вон Линде создал первую компрессорную холодильную установку в г. Мюнхен. А в конце 80-х гг. девятнадцатого века, российские ученые (поляки по национальности) Зигмунд Врублевский и Кароль Ольшевский, используя кипение этилена под низким давлением, добились достижения температуры в минус 150 градусов. При такой температуре Врублевский смог добиться сжижения таких газов как метан, азот и кислород. [1]

Открытие крупных газовых месторождений в США, в конце девятнадцатого начале двадцатого веков, повлекло за собой строительство первого опытного завода по сжижению газа в Западной Виргинии в 1912г. который был пущен в эксплуатацию спустя пять лет, но для коммерческой целей всё ещё не подходил.

Этап второй – начало промышленного производства сжиженного природного газа, а также его коммерческое использование можно выделить как период 1940-1960-е г. Первый небольшой завод для промышленного производства СПГ на коммерческой основе был построен в 1941г. в г. Кливленд, штат Огайо (США).[1] Для хранения сжиженный газ помещали в специальные резервуары. В результате появилась возможность его транспортировать на дальние расстояния.

В январе 1959г. танкер-газовоз «Метановый Пионер» («Methane Pioneer») осуществил первую в мире перевозку СПГ в алюминиевых призматических резервуарах с деревянными перекрытиями и изоляционным материалом, сделанным из фанеры и уретана, доставив груз из г. Лейк Чарльз («Lake Charles»), штат Луизиана (США) в Великобританию, на остров Канвей («Canvey Island»). В течение следующих четырнадцати месяцев было направлено ещё семь судов. Успешный опыт побудил существовавший в то время Британский газовый совет («British Gas Council») приступить к разработке планов по созданию коммерческого проекта по импорту СПГ из Венесуэлы. [1]Но ещё до подписания международных торговых договоров были открыты крупные месторождения природного газа в Ливии и Алжире, что для Великобритании было гораздо выгоднее с точки зрения расстояний транспортировки. Первый крупный завод по сжижению природного газа был пущен в эксплуатацию в 1964 г. в Алжире. СПГ поставлялся во Францию по заказам компании «Gaz de France». Затем были введены в эксплуатацию заводы на Аляске (США) и в Ливии (Марса Эль Брега). [2]

Этап третий - 70-е – 90-е годы, ознаменовался вводом компанией «Shell» завода по сжижению в Брунее в 1972 г. В 1977 г. был построен завод в Абу-Даби. В 1978-1979 гг. к производителям СПГ присоединилась Индонезия, где были введены в строй два завода: в Бонтанге (северная часть Суматры) и Аруне (восточная часть Калимантана). Третий этап характеризовался энергичным развитием индустрии СПГ. [1] В этот период вошли в строй заводы в Малайзии (1983 г.) и Австралии (1989 г.). Кроме

этого, происходило наращивание мощностей уже действовавших заводов в Алжире и Индонезии.

Четвёртый этап определил существенное развитие диверсификации направлений поставок СПГ и постепенное становление Восточной Азии как главного региона - покупателя СПГ в масштабах мировой экономики. На мировом рынке появляются такие новые импортеры, как Малайзия (1983г.), Южная Корея (1986г.) и Австралия (1989г.). [2] К 1984г. Япония становится крупнейшим импортером, на которого приходится 72% мирового импорта СПГ. В 1990г. начинаются поставки СПГ из Индонезии на Тайвань, в 1991г. из Австралии – в Японию и Южную Корею. В 1997г. Катар становится вторым крупнейшим производителем СПГ в мире с введением в эксплуатацию завода «Катаргаз» («Qatargas LNG Plant»), однако впоследствии на время утрачивает свои позиции. Этап четвёртый (90-е годы) отличался переходом к газовым турбинам компании General Electric мощностью 80 МВт на заводе компании «Atlantic LNG» (Тринидад и Тобаго – пуск 1999 г.). [2]

И наконец Пятый этап - с 2000 г. по настоящее время явился временем ввода крупных единичных мощностей и использования новейших технических достижений в области сжижения газа. Действующие мощности заводов по сжижению (на конец 2017 г.) приведены в Приложении Г - табл. 9. В настоящее время в мире известны действующие 74 установки.

Для анализа современного расположения мощностей по производству СПГ в мире, рассмотрим региональную структуры производства СПГ в следующей главе.

Развитие сектора сжиженного газа сегодня входит в новый этап, в новую эру, где в ближайшем будущем рынок будет построен не на преобладании производителя, преобладании предложения, а доминировать будут объёмы спроса газа, под влиянием темпов роста экономического развития, и экологических аспектов нового поколения. В следующем разделе

рассмотрим современные тенденции развития, которые повлияют на общее направления эволюции рынка СПГ.

## 1.2 Региональная структура производства СПГ

В настоящее время производство сжиженного природного газа наиболее динамично развивающееся направление в энергетике, а его перспективы на современном рынке газа трудно переоценить. На начальной стадии планирования производства и экспорта сжиженного газа, основное и главное значение приобретает объём разведанных запасов газа, которыми обладает страна или регион, что позволяет планировать инвестиции для строительства соответствующих производственных мощностей. Рассмотрим на следующем рисунке, объёмы мировых запасов газа, распределённых по регионам.

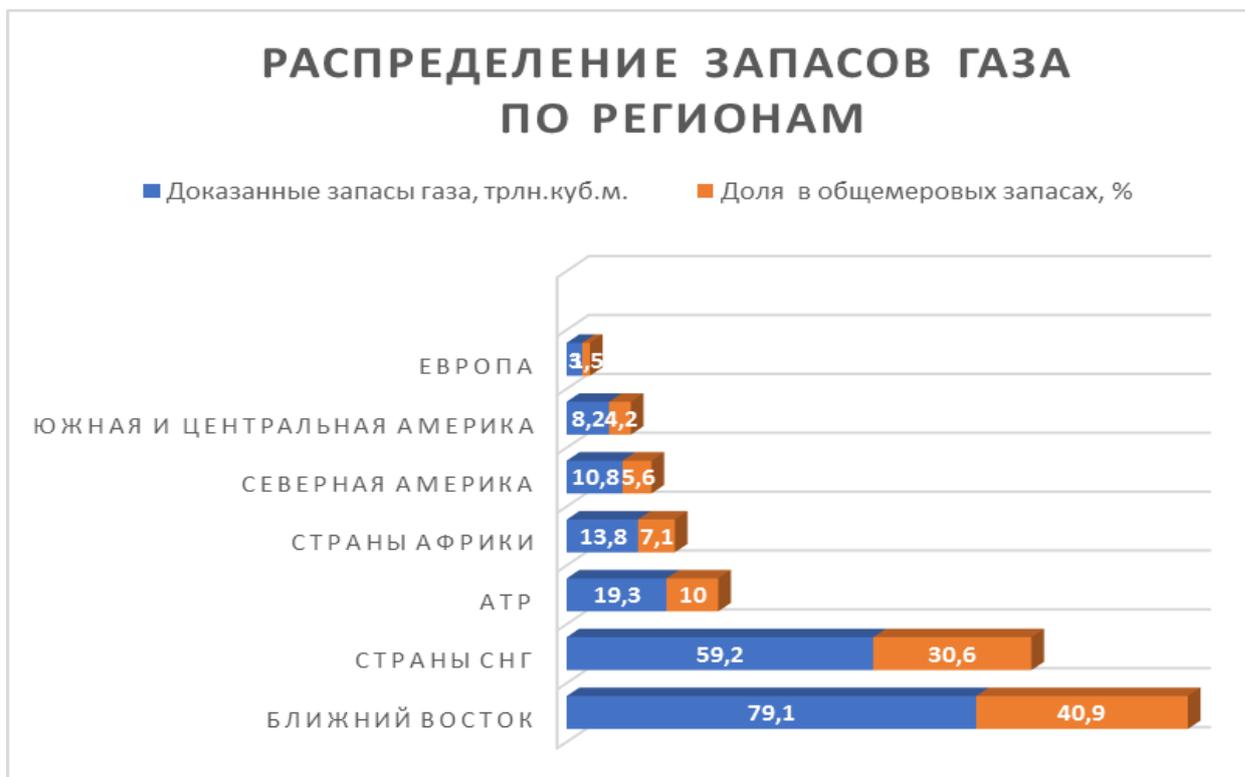


Рисунок 1 – Распределение запасов газа в мире

Так, например можно оценить запасы Ближнего Востока, который в данный момент, помимо самых больших запасов газа, смог инвестировать и развить сектор производства СПГ - первое место по поставкам газа в 2017г.

Второе место по запасам «голубого топлива» следуют страны СНГ, в первую очередь за счёт разведанных запасов газа России и Туркменистана. Третье место в рейтинге занимают страны АТР, большими запасами в этом регионе обладают Австралия и Китай. [3]

На следующем рисунке можно увидеть общую принципиальную схему производственной – сбытовой цепочки обращения СПГ на мировом рынке.

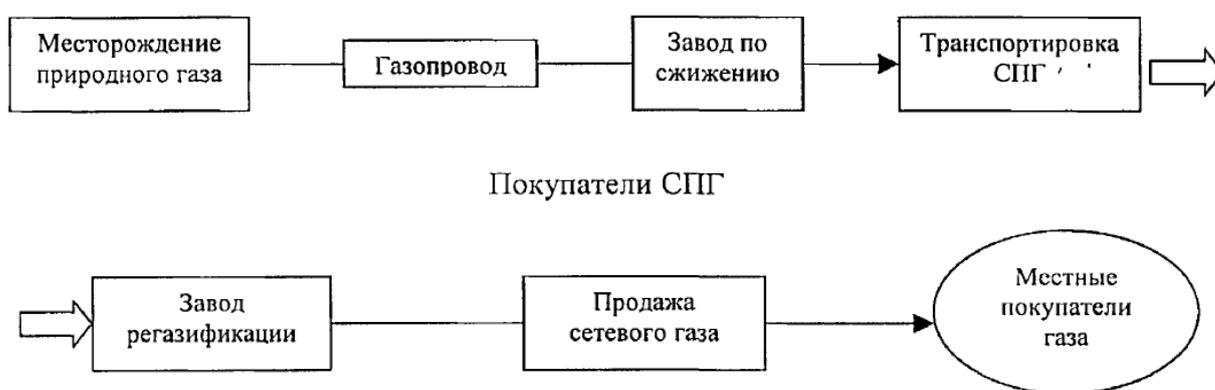


Рисунок 2 – Процесс производства-потребления СПГ

Общая структура производства и экспорта СПГ, начинается с газовых скважин, где газ добывается и поступает на пункт очистки, осушки и подготовки газа к транспорту. После подготовки к транспорту газ транспортируется по трубопроводам, на расстояние, отведённое от месторождения до завода по сжижению газа. Сердце проекта – завод по сжижению, который строится около выхода в морское пространство, поступая на приёмный узел завода газ, затем проходит ряд технологических цепочек, в процессе охлаждается до минус 160 С<sup>0</sup> и отгружается на судно-хранилище СПГ. [1] Морской газовый танкер перевозит морским путём СПГ на любое расстояние, в любую точку мира, где есть приёмный терминал и завод по регазификации (обратный процесс сжижения газа). Наиболее

сложным и дорогостоящим звеном в этой цепочке является завод по сжижению газа.

Для оценки производственных мощностей по сжижению газа в мире, рассмотрим следующую таблицу. На сегодняшний день крупнейшие мощности по производству СПГ сосредоточены в регионе АТР, в таких странах как Индонезия, Малайзия, Австралия. Ближнее-восточный регион представляет Катар. Третье место по производству СПГ, по регионам удерживают страны Африки, такие как Алжир и Нигерия. [3][4]

Таблица 1 – Региональное распределение мощностей по производству СПГ

Азиатско-тихоокеанский регион		Ближний Восток		Африканский регион		Северная и южная Америка		Европа	
Австралия	83,53	Катар	77,50	Алжир	25,30	США	27,75	Норвегия	4,20
Бруней	7,20	Оман	10,80	Ангола	5,20	Перу	4,45	Российская Федерация	20,60
Индонезия	36,40	ОАЭ	5,80	Египет	12,20	Тринидад и Тобако	15,20		
Малайзия	30,50			Нигерия	21,90				
Папуа новая Гвинея	6,90								

Рассмотрим следующий рисунок, отображающий распределение экспортных мощностей СПГ по регионам (с учётом реэкспорта) в 2017г.



Рисунок 3 – Региональная доля экспорта СПГ

На рисунке можно увидеть лидерство Азиатско-Тихоокеанского региона, обеспечивающие 39 % доли рынка. В последнее время первое место по экспорту СПГ удерживают страны АТР в основном за счёт Австралии - 75,9 млрд куб. м (на конец 2017г.). С небольшим отрывом второе место удерживает Ближний Восток, обеспечивая 31% доли рынка, например только Катар – закрыл 2017г. объёмом 103,4 млрд куб. м по продажам. [3] Третье место занимают страны Африканского континента, 14% рынка, такие страны как Нигерия, Алжир, Ангола, Экваториальная Гвинея и Египет. Остальные доли распределены между Европой, за счёт Российской Федерации, также Северная и Южная Америка. Рассмотрим подробнее в следующей главе данные регионы для оценки и анализа производственных мощностей СПГ на мировом рынке.

### 1.2.1 Азиатско-Тихоокеанский регион

На конец 2017г. подтверждённые запасы природного газа стран Азиатско-тихоокеанского региона составляют 19,3 трлн куб. м. Данный регион - лидер по поставкам сжиженного газа на мировой рынок - около 155 млрд куб. м на конец 2017г., характеризуется большим опытом в поставках СПГ, а также хорошими перспективами дальнейшего развития этого сектора газового рынка. [3] [4]



Рисунок 4 – Объём экспорта СПГ стран АТР в 2017г.

На рисунке 4, основных экспортёров СПГ региона АТР в 2017г., можно увидеть лидирующие позиции Австралии. Доказанные запасы газа Австралии на 2017г. составляют всего 3,6 трлн куб. м, в то же время Австралия занимает второе место в мире по экспорту СПГ - 75,9 млрд куб. м, уступая лишь Катару.[3]

На территории Австралии действуют 9 заводов по СПГ, общей производительной мощностью 83,53 млн т. в год. Только за последние 4 года было введено в эксплуатацию 6 заводов, что увеличило производственные мощности СПГ региона на 58,7 млн т. в год. Рассмотрим Таблицу 2, действующих заводов по производству СПГ Австралии и их основные характеристики.

Таблица 2 – Действующие заводы Австралии по производству СПГ

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения в эксплуатацию
North West Shelf	Woodside	16.70	260 000	1989
Darwin LNG	ConocoPhillips	3.70	188 000	2006
Pluto LNG	Woodside	4.43	240 000	2012
QCLNG	Queensland Gas Company (QGC)	8.50	280 000	2015
Australia Pacific LNG	ConocoPhillips	9.00	320 000	2016
GLNG	Santos	7.80	280 000	2016
Gorgon LNG	Chevron Australia Pty Ltd	15.60	360 000	2016
Ichthys LNG	INPEX	8.90	50 000	2017
Wheatstone LNG	Chevron Australia Pty Ltd	8.90	320 000	2017

Первый австралийский завод по производству СПГ «North West Shelf» построен в 1989г. и находится под управлением компании «Вудсайд» («Woodside»), которая выступает оператором всего проекта «Норс Вест Шельф Венче» («North West Shelf Venture»). На заводе работают пять технологических линий общей производительностью 16,7 млн т. в год. Также завод оснащён четырьмя резервуарами для хранения СПГ общей ёмкостью

260 тыс. куб. м. Поставки газа с завода обеспечивают рынки Китая, Японии, и Южной Кореи.[3][4]

Проект по строительству завода «Плутто» («Pluto LNG»), стоимостью 14 млрд австрал. Долларов был одобрен к строительству в 2007 году, а в начале 2012 года запущен в эксплуатацию. В настоящее время на заводе построена одна технологическая линия мощностью 4,3 млн т. год и два резервуара для хранения сжиженного газа общей ёмкостью 240 тыс. куб. м. Компания-оператор проекта является австралийская «Вудсайд» («Woodside»), с долей акций 90%. [5]

Реализация проекта «Глэдстоун» («Gladstone LNG Plant») стоимостью 18,5 млрд долларов, началась в мае 2011 года. Построено две технологические линии общей производительностью 7,8 млн т. в год, максимальная проектная мощность – 10 млн т. в год. Первые поставки газа с проекта, законтрактованные малазийской компанией «Петронас» и корейской компанией «КоГаз», выполнены только в 2016 г. [3]

В 2017 году было сдано в эксплуатацию сразу два завода. Завод «Wheatstone LNG» компании «Chevron Australia Pty Ltd» мощностью 8,9 млн т. в год, включающий в себя 2 технологические линии и 2 резервуара для хранения СПГ. Второй аналогичный завод по мощности – «Ichthys LNG» компании INPEX. На данный момент, производственные мощности по сжижению Австралии составляют 83,5 млн т. в год, что позволяет сохранить твёрдое второе место по экспорту СПГ (уступая Катару).

**Индонезия** – является одним из крупнейших мировых производителей СПГ. Доказанные запасы природного газа Индонезии составляют 2,9 трлн куб. м. Будучи лидером по поставкам СПГ на мировой рынок в 2005 г., уже в 2006 г., она уступила свои позиции Катару. Сегодня Индонезия занимает пятое место по экспорту сжиженного газа в мире - 21,7 млрд куб. м в 2017 г. [3]. В Индонезии строительство мощностей по производству СПГ было обусловлено, в первую очередь, потребностями

Японии и Южной Кореи в данном виде сырья. Рассмотрим следующую таблицу.

Таблица 3 – Действующие заводы Индонезии по производству СПГ

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения в эксплуатацию
Badak (Bontang) LNG	Badak LNG (PT Badak NGL)	22,50	636 000	1983
Tangguh LNG	BP Berau Ltd	11,40	340 000	2009
Donggi-Senoro LNG	Donggi Senoro LNG (DSLNG)	2,0	100 000	2015
Senkang LNG	Energy World Corporation	0,5	88 000	2017

В настоящее время, на территории Индонезии, работают четыре завода по сжижению газа, совокупная производительность проектов составляет 36,4 млн т. в год. Однако в связи с истощением запасов газа и низким потреблением электроэнергии внутри страны загрузка индонезийских СПГ-заводов с каждым годом сокращается. [4]

**Малайзия** - является не только вторым крупнейшим поставщиком СПГ в регионе АТР, но и входит в тройку крупнейших поставщиков СПГ во всём мире, несмотря на то что доказанные запасы газа Малайзии составляют 2,7 трлн куб. м, в девять раз меньше, чем у Катара. [3][5]

Таблица 4 – Действующие заводы Малайзии по производству СПГ

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения в эксплуатацию
MLNG Satu	Petronas	8,40		1983
MLNG Dua		9,60		1995
MLNG Tiga		7,70		2003
MLNG T9		3,60		2017
PFLNG Satu		1,20	177 000	2017

Действующие заводы Малайзии представлены на следующей таблице, совокупная мощность проектов на сегодняшний день составляет 30,5 млн т. в год. [4]

## 1.2.2 Ближневосточный регион

Ближневосточный регион (Средний Восток) занимает первое место в мире по доказанным запасам природного газа – 79,1 трлн. куб. м, и второе по поставкам СПГ на мировой рынок 122,5 млрд. куб. м. – в 2017г. (уступая первенство странам АТР).

Катар - лидирующая страна в мире по экспорту газа в сжиженном виде. По отчётам известного аналитического журнала БиПи («BP Statistical Review of World Energy 2018») за 2017г., Катар продал СПГ в объёме 103,4 млрд куб. м, страна так же является третьей в мире по запасам природного газа после России и Ирана (24,9 трлн куб. м). Катар осваивает самое крупное в мире газовое месторождение — Северное, большая часть которого расположена под водами Персидского залива. С середины 2000-х годов становится мировым лидером по производству и экспорту СПГ, а в декабре 2010г. эта страна отметила новый рубеж – увеличение производственных мощностей до 77 млн. тонн/год который поддерживает и по сей день. Это стало возможным благодаря запуску новой седьмой технологической линии по производству СПГ, так называемой «мега поезд 7», проекта «Катаргаз 4» («Qatargas 4»). Ниже в таблице рассмотрим действующие проекты по сжижению газа в Катар. [4] [5]

Таблица 5 – Действующие заводы Катара по производству СПГ

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. год	Объём резервуаров, куб. м	Ввод в эксплуатацию, год
Катаргаз I	Qatar Petroleum	10,0	340 000	1997
Расгаз I	RasGas	6,6	420 000	1999
Расгаз II	RasGas	14,1		2004
Катаргаз II	Qatar Petroleum	15,6	725 000	2009
Катаргаз III	Qatar Petroleum	7,8		2010
Расгаз III	RasGas	15,6		2010
Катаргаз IV	Qatar Petroleum	7,8		2011

Первый сжиженный газ от проекта «Катаргаз I» был получен в конце 1996г., проект состоит из трёх идентичных линий, общей мощностью 10 млн.тонн в год. Добывающие мощности, сепарационные и очистные сооружения располагаются в морской зоне в 80-ти км северо-западнее от побережья Катара. Газ из двадцати двух скважин Северного месторождения поставляется по 32-дюймовому подводному газопровод.

«Катаргаз II» - состоящий из двух «мега поездов», производительностью 15,6 млн т. в год. Завод снабжён собственной энергосистемой, системой по нагнетанию воды и имеет на обслуживании флот из четырнадцати танкеров вместимостью по 210-266 тыс. куб. м. Для хранения СПГ было построено пять хранилищ ёмкостью по 145 куб. м. Произведённый сжиженный газ поставляется преимущественно в Великобританию, а также в США, другие европейские и азиатские страны.

Ещё семь технологических линий по производству СПГ в Катаре находятся под управлением компании «Расгаз» («RasGas Company Limited»), которая была создана в 2001г. и является совместным предприятием «Катар Петролеум» (70%) и американской «ЭксонМобил» («ExxonMobil», 30%).[5]

Катар поставляет сжиженный природный газ в 21 страну на четырёх континентах. По итогам 2017г. его доля на мировом рынке СПГ составляет 26,3 % (103,4 млрд куб. м). [1] Только в Европу, одного из крупнейших потребителей СПГ компании «Катаргаз» («Qatargas»), страна поставляет около 23,7 млрд. куб. м., в то же время на страны Азиатского региона приходится 69,6 млрд куб. м СПГ. Общие производственные мощности Катара, на сегодняшний день, составляют 77,5 млн т. в год.[4]

**Оман.** Запасы природного газа в стране Оман незначительны – около 0,7 трлн куб. м., однако Оман по итогам 2017г. занял одиннадцатое место по поставкам СПГ на мировой рынок – 11,4 млрд куб. м. Производственные мощности двух проектов Омана на сегодня составляют 10,8 млн т. в год.

### 1.2.3 Африканский регион

Общие разведанные запасы природного газа стран Африки составляют 13,8 трлн куб. м. [3] Производство сжиженного природного газа осуществляется в Алжире, Нигерии, Египте, Ливии, Экваториальной Гвинее и Анголе. В целом страны африканского региона поставляют на мировой рынок 55,4 млрд куб. м в виде СПГ, или 14% общемировых поставок сжиженного газа. Рассмотрим подробнее производство СПГ в некоторых из этих стран. [3]

**Алжир** - является традиционным представителем Африки на мировом рынке поставок СПГ. Его запасы природного газа составляют 4,3 трлн куб. м. Как уже упоминалось ранее, первый алжирский завод был введён в эксплуатацию ещё в 1964г. для обеспечения поставок сжиженного газа в Великобританию. [5] Позднее были построены ещё три завода, которые продолжают поставлять СПГ преимущественно в Европу. Рассмотрим в следующей таблице мощности по производству СПГ Алжира.

Таблица 7 – Действующие заводы Алжира по производству СПГ

Проект	Оператор	Кол-во линий по сжижению газа	Мощность завода	Начало эксплуатации
Arzew - GL1Z	Sonatrach	6	7,90	1978
Arzew - GL2Z	Sonatrach	6	8,20	1981
Skikda - GL1K Rebuild	Sonatrach	1	4,50	2013
Arzew - GL3Z (Gassi Touil)	Sonatrach	1	4,70	2014

Помимо первого СПГ-завода недалеко от алжирского города Арзу в 1978г., в 1980г. были построены ещё два завода по сжижению газа – «СПГ1-3» («GL1- Z») и «СПГ2-3» («GL2-Z»). Общая производительность двух заводов составляет 16,1 млн т. в год. В 2008г. началась реализация проекта стоимостью 2,8 млрд евро по сооружению «СПГ3-3» («GL3-Z») мощностью 4,5 млн т. год. Все СПГ-мощности принадлежат компании «Сонатрак».

Сегодня существующие в Алжире СПГ-мощности позволяют экспортировать 16,6 млрд куб. м в сжиженном состоянии.[4] [5]

**Нигерия** - занимает первое место по разведанным запасам природного газа среди Африканских стран экспортёров СПГ, его запасы составляют 5,2 трлн куб. м. В 1990-е годы консорциум «ТиЭсКейДжей» («TSKJ») в составе французской компании «Текнип» («Technip»), итальянской «Эни» («Eni») и японской «ДжейДжиСи» («JGC») получает контракт на строительство в Нигерии единственного завода по производству сжиженного газа. [5]

Работы начались в феврале 1996г., а в августе 1999г. была запущена первая из спроектированных на тот момент линий. Сегодня производительность действующих шести линий составляет около 21,9 млн т. в год. [4]

#### **1.2.4 Страны Северной и Южной Америки**

**Латинская Америка.** Совокупные запасы природного газа стран Латинской Америки составляют 7,6 трлн куб. м. До 2010 г. единственным поставщиком СПГ на мировой рынок среди стран этого региона являлся Тринидад и Тобаго, несмотря на небольшие запасы природного газа – 0,4 трлн куб. м. В июле 1995 г. была создана управляющая компания «Атлантик СПГ» («Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago») с целью реализации проекта по производству сжиженного газа, который находился на стадии разработки с 1992 г. Строительство завода «Атлантик» («Atlantic») началось в 1996 г. В 1998 г. была запущена первая технологическая линия мощностью 3 млн т. в год, все строительные работы завершились только в 1999г.[6] Завод «Атлантик» оборудован четырьмя резервуарами для хранения сжиженного газа. Участниками проекта «Атлантик СПГ» (с разными долями в разных технологических СПГ-линиях) являются «БиПи», «БиДжи» («BG»),

«ЭнДжиСи Тринидад и Тобаго» («NGC Trinidad and Tobago») и с 2014г. «Шелл» («Shell») вместо «Репсол» («Repsol»). [5]

В июне 2010г. был пущен в эксплуатацию завод по производству СПГ в Перу («Peru LNG Plant»), который является первым подобным комплексом в Южной Америке. Запасы газа Перу составляют всего 0,4 трлн куб. м, и тем не менее, это государство начало активно развивать производство сжиженного газа на основе ресурсов крупного месторождения «Камисеа» («Camisea»). В настоящее время на заводе построена одна производственная линия мощностью 4,4 млн т. в год и два резервуара для хранения СПГ ёмкостью 130 тыс. куб. м каждый. [4]

**Северная Америка.** Несмотря на крупные запасы природного газа в Северной Америке - 10,8 трлн куб. м, в настоящее время производство СПГ представлено только проектами США. Соединённые Штаты осваивают сланцевый газ и активно разрабатывают значительное количество проектов по строительству СПГ-заводов. В 2016 году начались поставки с СПГ-терминала «Сабина Пасс» («Sabine Pass») в Луизиане, проектная мощность пяти линий — 22,5 млн т в год. [4] Сейчас идет строительство шестой линии, с учётом этого, производительность возрастет до 27 млн т в год. В марте 2018 г. была отгружена первая партия СПГ с завода «Ков Поинт ЛНДжи» («Cove Point LNG») в Мэриленде - мощность 5,25 млн т. в год. До конца 2019 г. в США планируется ввести еще четыре проекта по сжижению, нарастив объем мощностей по выпуску СПГ до 98,9 млрд куб. м в год[3], что приведет к дальнейшему увеличению экспорта природного газа, отмечают в ЕИА. Таким образом, к 2020 г. экспортные мощности США могут достичь 70 млн т в год.

### **1.2.5 Европейский регион**

Запасы природного газа европейского региона составили 62,2 трлн куб. м, или 31% от мировых запасов, (из них 35,0 трлн куб. м – Россия) на конец 2017г., при этом производство сжиженного газа своего широкого

развития не получило. Небольшое СПГ-производство сосредоточено в Северной Европе, в Норвегии. Арктический климат обуславливает не только значительные издержки, связанные с добычей природного газа, но и необходимость применения иных технологий, современных новейших решений в СПГ-проектах. Также в 2009г. был запущен первый современный российский завод по производству сжиженного газа.

**Норвегия** – в 2017г. поставила 5,8 млрд куб. м сжиженного газа. Подтверждённые запасы природного газа составляют 1,7 трлн куб. м (0,9 % от мировых запасов) [3]. Несмотря на небольшие запасы газа, является важным поставщиком сжиженного газа в Европу, а также обеспечивает небольшие объёмы СПГ в США, страны АТР, в страны Ближнего Востока и Африку.

В 2003 г. в Норвегия начала реализацию проекта «Снёвит» («Snøhvit LNG»), который должен был объединить три месторождения – «Снёвит» («Snøhvit»), «Альбатрос» («Albatross») и «Аскеладд» («Askeladd»), расположенные на шельфе в 140 км от самого северного города Норвегии «Хаммерфест». Строительство завода мощностью 4,3 млн т. в год и стоимостью 5,3 млрд долл. США было завершено в 2007 г. В рамках проекта «Снёвит» было построено два СПГ-хранилища, каждое ёмкостью 125 тыс. куб. м, одно СНГ-хранилище ёмкостью 45 тыс. куб. м и один резервуар для хранения газового конденсата ёмкостью 75 тыс. куб. м, сжиженный газ поставляется преимущественно в Европу. Так же в 2009 г. было организовано маленькое СПГ-производство мощностью 0,3 млн т в год, недалеко от порта «Рисавика» («Risavika») – завод «Нордик (Скангасс)» («Nordic Skangass LNG Plant»).[5][6]

**Российская Федерация.** В России, в феврале 2009 г., на острове Сахалин в рамках проекта «Сахалин-2», был запущен первый в России завод по производству сжиженного природного газа. Оператором проекта выступает «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Sakhalin Energy Investment Company Ltd.»), созданная в 1994 г. [7] специально для разработки

Пильтун-Астохского и Лунского месторождений в Охотском море. На заводе предусмотрены две технологические линии общей мощностью 9,6 млн т. в год и два резервуара объёмом 100 тыс. куб. м каждый. Практически все объёмы СПГ, планируемые к производству, были законтрактованы на стадии строительства завода на основе долгосрочных соглашений. Основными покупателями сжиженного газа в 2017 г. являлись: Япония – 64,31 % от общих поставок, Южная Корея – 16,94 %, Тайвань – 14,77 %, а также газ отправлялся в Китай. [7][8]

Компания ОАО «Ямал СПГ» (основанная ПАО «НОВАТЭК») реализует проект по производству сжиженного природного газа (СПГ) на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. Проект состоит из трёх линий мощностью 5,5 млн т. в год, каждая и одну линию мощностью 900 тыс. т в год. В начале августа 2018 г. произведена отгрузка первой партии СПГ, полученной на второй технологической линии, к этому моменту было уже отгружено 47 танкерных партий или более 3,5 млн т. сжиженного газа. После выхода на полную мощность третьей производственной линии в начале 2019 г. и запуска четвёртой линии в этом же году, общая производительность завода будет составлять 17,4 млн т. в год. [8]

В настоящее время мировые мощности по производству СПГ составляют около 393,4 млрд куб. м, с перспективой роста на 130-150% до 2030 года. Этот рост определяется двумя факторами:

- Во-первых, растущим спросом на СПГ на мировом рынке со стороны отдельных стран или регионов, особый спрос мы наблюдаем со стороны стран АТР, главным образом Японии, Южной Кореи и Китая. Многие развивающиеся страны рассматривают сжиженный природный газ, например, в качестве основного источника производства электроэнергии и обеспечения необходимых темпов экономического роста в будущем. Также СПГ является наиболее удобной альтернативой углю в рамках программ по сокращению выбросов вредных газов в атмосферу;

- Вторым безусловным фактором сегодня является быстрое и инновационное развитие технологий по сжижению, транспортировке и хранению сжиженного газа.

С одной стороны, это позволяет производителям СПГ наращивать производственные мощности с целью обеспечения поставок сжиженного газа в более отдалённые регионы, то есть диверсифицировать рынки сбыта. С другой стороны, развитие технологий по хранению СПГ даёт возможность как производителям, так и потребителям сжиженного газа иметь более гибкий график поставок, в том числе менять объёмы отгрузок СПГ в периоды кризиса или временного снижения спроса.

### 1.3 Основные потребители СПГ

В настоящее время мировой спрос на сжиженный природный газ достиг максимального значения за последнее двадцатилетие, на конец 2017г. объёмы мирового спроса составляют 393,4 млрд куб. м. Рассмотрим на следующем рисунке основные регионы импортёров газа.[3]



Рисунок 5 – Региональное распределение потребления СПГ в 2017г.

На рисунке можно увидеть, что крупнейшими потребителями являются страны Азии, что делает Азиатско-тихоокеанский регион самым масштабным региональным рынком сжиженного газа (более 72% мирового импорта СПГ).

Основные потребители этого региона: Япония, Китай и Южная Корея. Европейский рынок, где основными потребителями СПГ являются Испания, Великобритания и Франция, развивается также стремительными темпами. В 2017г. объёмы поставок в Европу составили 65,7 млрд куб. м (16,7% мирового импорта СПГ). [3] Для оценки динамики роста потребления сжиженного газа в регионах, рассмотрим в следующей главе подробнее страны импортирующие СПГ и их потенциал по приёму и регазификации газа.

### **1.3.1 Потребители Азиатского региона**

Среди стран АТР помимо традиционного высокого потребления сжиженного газа в Японии и Южной Кореи, в ближайшее десятилетие спрос на СПГ будет увеличиваться за счёт быстрорастущей экономики Китая и Индии, а также в ближайшей перспективе за счёт развивающихся рынков Бангладеш, Пакистана, Таиланда, Сингапура и Филиппин. Среди азиатских стран и индийская экономики демонстрируют огромный потенциал, который ограничивается только неразвитостью газотранспортной инфраструктуры. В настоящее время руководство Китая проводит ряд мероприятий, направленных на увеличение доли газа в энергобалансе страны. Потребление газа в Китае с 2015-2017гг. выросло на 23%, закупки СПГ в конце 2017г. закрыло значение 52,6 млрд куб. м в сжиженном состоянии. Китай, который второй год подряд наращивает импорт СПГ темпами около 50% и уже является вторым по объёмам закупок, превзойдя в 2017 г. Южную Корею.[3]

Япония, Южная Корея и Тайвань являются «старейшими» потребителями СПГ. Таким образом, в перспективе азиатский рынок по-

прежнему останется крупнейшим в мире рынком СПГ. Далее рассмотрим более подробно основных потребителей сжиженного природного газа АТР.

**Япония** - является старейшим в мире потребителем сжиженного газа. На территории страны добыча газа отсутствует, также не существует газопроводов, связывающих Японию с каким-либо континентом, снижение доли атомной энергетики в стране из-за крупных аварий на атомных станциях, именно эти факторы обуславливают выход Японии на первое место в мире по импорту СПГ.[3] По отчётам за 2017 г. в страну было поставлено - 113,9 млрд куб. м или около 29 % мирового рынка продаж СПГ.

В настоящее время спрос на газ в Японии продолжает неуклонно увеличиваться. Землетрясение и авария на японской АЭС привели к пересмотру энергетической стратегии Японии. В связи с этим в долгосрочной перспективе роль сжиженного газа в экономике Японии будет возрастать, если страна не переориентируется на возобновление работы атомных электростанций. В Японии является крупнейшим мировым импортёром СПГ, именно в этой стране сосредоточено 26 действующих терминалов по приёму и регазификации СПГ (смотреть Приложение А).[3]

**Южная Корея** - так же как Япония и Китай, продолжает занимать доминирующие позиции на мировом рынке по импорту СПГ. Только в 2017 г. страна увеличила поставки газа в виде СПГ более чем на 12 % (по сравнению с 2016 г.), объём импорта составляет 51,3 млрд куб. м. Большой спрос на газ объясняется достаточно высокими темпами развития промышленного производства и сравнительно более низкой ценой на газ для Кореи по сравнению с дизельным топливом. Рассмотрим мощности по регазификации Южной Кореи в следующей таблице. [3]

Таблица 8 – Регазификационные терминалы Южной Кореи

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т в год	Объём резервуаров, куб. м	Год Введения в эксплуатацию
Pyeong-Taek LNG Terminal	KOGAS	33,90	3 360 000	1986
Incheon LNG Terminal	KOGAS	38,0	2 880 000	1996

Продолжение Таблицы 8

Tong-Yeong LNG Terminal	KOGAS	17,0	2 620 000	2002
Gwangyang LNG Terminal	POSCO (POSEC)	1,80	530 000	2005
Samcheok LNG Receiving Terminal	KOGAS	6,80	2 600 000	2014
Boryeong LNG Terminal	Boryeong LNG Terminal Co	3,0	600 000	2017

В Южной Корее всего шесть действующих терминала, практически все терминалы принадлежат корейской корпорации «КоГаз» («KoGas»). В середине 2002 г. «КоГаз» завершила строительство крупнейшего терминала «Инчеон» («Incheon»). Сегодня терминал оснащён двадцатью двумя резервуарами для хранения СПГ: десять наземных и двенадцать подземных. Два из двенадцати подземных хранилищ ёмкостью по 200 тыс. куб. м, введенные в эксплуатацию в июне 2009 г., были построены компанией «Хёндай Инжиниринг» («Hyundai Engineering Company») в рамках последнего этапа расширения терминала. В результате совокупная вместимость хранилищ газа составляет около 3 млн куб. м. [5]

Старейшим и вторым крупнейшим терминалом в Южной Корее является «Пьёнтаек» («Pyeongtaek»). Первоначально были построены терминалы по регазификации СПГ и десять резервуаров ёмкостью 1 млн куб. м. Дальнейшее расширение терминала предполагало строительство его второй части, включая дополнительные одиннадцать резервуаров общей вместимостью 1,96 млн куб. м.[5]

Тем не менее, пока Японии приходится бороться со стихийными бедствиями и модернизировать изношенные регазификационные мощности, Южная Корея имеет все возможности продолжать расширение действующих терминалов, потенциал приёмных терминалов Южной Кореи на сегодняшний день – 100,5 млн т. в год. [3]

**Китай.** Китайский рынок считается одним из самых перспективных газовых рынков в мире. В 2017 г. страна импортировала 92 млрд куб. м газа, что на 28 % больше, чем в предыдущем году, доля поставок СПГ составила – 52,6 млрд куб. м за отчётный период. В стране действует общенациональная программа по внедрению СПГ в энергетику и экономику, строятся современные терминалы по импорту сжиженного газа, что привело к увеличению закупок в виде СПГ на 46,5 % в 2017 г. по сравнению с 2016 г. Китайское правительство стимулирует рост потребления природного газа, тем самым стремясь сдержать данное обещание о снижении выбросов углекислого газа в атмосферу на 40-50 % к 2020 г. (по сравнению с 2005 г).[6]

За последнее десятилетие темпы роста китайской экономики были действительно значительными. Для поддержания таких темпов роста и дальнейшего благоприятного развития китайской экономике требуется большое количество энергоресурсов. В этих условиях Китай проявляет особый интерес к СПГ, а строительство и модернизация регазификационных терминалов стали важнейшими направлениями в энергетической политике страны. Рассмотрим таблицу действующих регазификационных терминалов Китая (Приложение В). [3]

Только в 2017 г. было сдано в эксплуатацию четыре терминала по регазификации СПГ общей мощностью около 12 млн т. в год, а учитывая общие темпы за последние пять лет, успешное введение в эксплуатацию терминалов позволило увеличить регазификационные мощности Китая на 35,6 млн тонн в год.

**Индия.** Быстрое развитие Индии диктует необходимость увеличения импорта энергоресурсов. Постепенное превращение страны в один из главных рынков на Евразийском континенте обуславливает возрастающую роль СПГ в энергобалансе Индии. Однако в отличие от Японии и Южной Кореи, рынки СПГ которых успешно функционируют на протяжении десятилетий, и Китая, рынок которого уже практически сформировался, индийский рынок СПГ только проходит первый этап своего становления. Его

развитие долго сдерживалось сильным государственным регулированием цен на газ, а ведь поставщикам импортного сжиженного газа необходимо свободное ценообразование, которое определяется тенденциями мирового рынка газа.[6]

Таблица 9 – Регазификационные терминалы Индии

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Dahej LNG Terminal	Petronet LNG Limited	15,0	600 000	2004
Hazira LNG and Port	Hazira LNG & Port	5,0	320 000	2005
Dhabol LNG Terminal	Ratnagiri Gas and Power Pvt Ltd	2,0	480 000	2013
Kochi LNG Terminal	Petronet LNG Limited	5,0	310 000	2013
Mundra LNG Terminal	GSPL LNG Ltd	5,0	320 000	2017

Текущее потребление газа в Индии составляет более 54 млрд куб. м, из них более трети обеспечивается поставками СПГ. В условиях отсутствия газопровода, связывающего Индию с другими государствами, импорт СПГ является единственным возможным источником удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии и газе местного населения и производств, расположенных в Индии, даже несмотря на тот факт, что стоимость импортного газа в три раза выше по сравнению с добываемым внутри страны. Например, в мае 2011 г. цена на газ на внутреннем рынке составила 4,2 долл. США за единицу, тогда как по импортным поставкам – 14 долл. США за единицу. Основным поставщиком СПГ на индийский рынок является «Петронет СПГ», которая имеет долгосрочные контракты с «Расгаз». В будущем Индия и Китай могут стать центральными игроками, предъявляющими повышенный спрос на СПГ. Рост спроса на газ и увеличение импорта СПГ будут стимулировать приток инвестиций в газовый сектор Индии.

### 1.3.2 Европейские потребители СПГ

В Европе природный газ имеет особое значение и в силу своей экологичности рассматривается как топливо будущего, которое будет играть всё большую роль в энергобалансе региона на фоне уменьшения доли угля и атомной энергетики.

Сегодня на европейском газовом рынке наблюдаются тенденции, которые сложно было спрогнозировать ещё пять лет назад. С одной стороны, мировой финансовый кризис в целом привёл к снижению спроса на газ со стороны европейских государств. Тем не менее, если в 2008 г. объём поставок сжиженного газа в Европу составил 55,3 млрд. куб. м, то к 2011 г. он увеличился на 64 % до 90,7 млрд куб. м. [3] Однако уже в 2012г. импорт СПГ резко сократился до 69,3 млрд куб. м, при этом доля европейских стран на мировом рынке СПГ составила 21%. Основными импортёрами являются Испания, Великобритания и Франция. Крупнейшими поставщиками сжиженного газа в Европу остаются Катар, Алжир и Нигерия, на которые в 2017 г. приходилось 76 % мировых поставок. [4]

По состоянию на январь 2017г. мощность действующих двадцати трех регазификационных терминалов в Европе составила 196,7 млрд куб. в год. Терминалы располагаются в десяти европейских странах, при этом основные регазификационные мощности находятся в Испании и Великобритании, которые являются крупнейшими импортёрами сжиженного газа в Европе.

**Франция.** Французская компания «ГДФ СУЭЦ» («GDF SUEZ») является одним из крупнейших поставщиков СПГ во Франции. В собственности «ГДФ СУЭЦ» находятся два старейших европейских терминала: «Монтуар де Бретань» («Montoir de Bretagne») и «Фос-сюр-Мер» («Fos-sur-Mer»). Оба терминала принимают газ, импортируемый из Алжира, Нигерии и Египта. Регазификационные мощности терминала законтрактованы на 100 % до 2014г. включительно, на 85% – на период с

2015 до 2021 гг. В следующей таблице представлен потенциал Франции по регазификации. [6]

Таблица 10 – Регазификационные терминалы Франции

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Fos Tonkin LNG Terminal	Elengy	2.20	150 000	1972
Montoir-de-Bretagne LNG Terminal	Elengy	7.30	360 000	1980
Fos Max (Fos Cavaou) LNG Terminal	Fos Max LNG	6.00	330 000	2010
Dunkirk LNG Terminal	Dunkerque LNG	9.50	570 000	2017

Второй терминал «ГДФ СУЭЦ», который также находится под управлением «Эланжи» – «Фос-сюр-Мер» (или «Фос Тонкин», был введён в эксплуатацию в 1972 г. [6] Его регазификационные мощности составляют 2,2 млн т. в год. К 2019 г. регазификационные мощности «Фос-сюр-Мер» могут быть увеличены до 7 млрд куб. м в год. Более того, компания «Эланжи» управляет терминалом «Фос Кавау» («Fos Cavaou»), текущая регазификационная мощность которого составляет 6 млн т. в год (90% законтрактовано в рамках долгосрочных контрактов). В 2017 г. был запущен новый терминал «Данкёрк» («Dunkirk») мощностью 9,5 млн т. в год, который дополняет общую мощность по регазификации страны в 25 млн т. в год.[4]

**Италия.** В 2017 г. в эту страну было поставлено 8,4 млрд куб. м газа в виде СПГ, главным поставщиком выступает Катар, а также поставки приходят с Алжира, Тринидад и Тобаго и небольшие партии из США и Египта. В настоящее время в этой стране функционируют три регазификационных терминала, рассмотрим их поподробнее.

Таблица 11 – Регазификационные терминалы Италии

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Panigaglia (La Spezia) LNG Terminal	Snam S.p.A.	2.50	100 000	1971
Adriatic FLNG (Rovigo) Terminal	Adriatic LNG	5.80	250 000	2009

Продолжение таблицы 11

Livorno Toscana FSRU LNG Terminal	Offshore LNG Toscana SpA	2.70	137 100	2013
--------------------------------------	-----------------------------	------	---------	------

В 1967-1970 гг. построен первый итальянский терминал «Панигаглия» («Panigaglia») мощностью 3,5 млрд куб. м с целью приёма СПГ, импортируемого из Ливии. Разработка второго терминала Италии - «Адриатик» началась ещё в начале 2000-х годов, и только в октябре 2009 г. был введён в эксплуатацию. Терминал обеспечивает итальянский рынок газом в основном с четвертой линии катарского проекта «Расгаз II» («Rasgas II»).[6] Терминал располагается на платформе в Адриатическом море, в пятнадцати километрах от побережья. Регазификационная мощность составляет почти 8 млрд куб. м, из них 80% будет использоваться для регазификации катарского газа в течение двадцати пяти лет. В 2013 г. в Италии завершилось строительство плавучего терминала «Ливорно» («Livorno»). Его мощности по регазификации составляют соответственно - 2,7 млн т. в год. [4]

**Великобритания** - стала первым в мире импортёром сжиженного газа. С 1965г. СПГ поставлялся из Алжира на английский терминал «Канвей Айленд» («Canvey Island»). Однако пятнадцать лет спустя импорт сжиженного газа был прекращён, а терминал вскоре ликвидирован. Резкое падение собственной добычи газа в 2000-х годах заставило Великобританию возобновить поставки СПГ. Для сравнения в 2002 г. добыча природного газа достигала 104 млрд куб. м при потреблении 95 млрд куб. м. Через 10 лет, в 2012 г., при уровне потребления 78 млрд куб. м[3] добыча составила всего 41 млрд куб. м. Кроме того, наличие в стране торгового газового хаба «NBP» («National Balancing Point»), созданного ещё в 1996 г., способствовало росту спотового рынка газа. Основные характеристики терминалов Великобритании представлены в следующей таблице.[4]

Таблица 12 – Регазификационные терминалы Великобритании

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Grain LNG Terminal	National Grid Grain LNG	15.00	1 000 000	2005
Dragon LNG Terminal UK	Dragon LNG	4.40	320 000	2009
South Hook LNG Terminal	South Hook LNG Terminal Company Ltd	15.60	770 000	2009

Самым мощным терминалом по регазификации Великобритании, является терминал «Сауз Хук» («South Hook») -15,6 млн т. в год, который находится в Уэльсе. Фактически терминал является частью проекта «Катаргаз II» («Qatargas II»), его основным акционером выступает компания «Катар Петролеум» («Qatar Petroleum»). [5] [6]

Вторым крупным английским терминалом является «Грейн» («Grain»). Терминал начал работать в 2005 г. и мог принимать до 3,3 млн т. в год (4,6 млрд куб. м). В тот период были построены четыре небольших хранилища ёмкостью 50 тыс. куб. м каждое и сопутствующая газовая инфраструктура для обеспечения нормального функционирования терминала.

**Испания** - является крупнейшим европейским импортером СПГ, за 2017 г. объёмы импорта газа в сжиженном виде достиг - 16,6 млрд куб. м. Собственная добыча природного газа из всего фонда скважин в Испании обеспечивает менее 1% потребностей страны в газовом топливе. Регазификационные СПГ-терминалы расположены в городах Барселона, Сагунто, Картахена, Уэльва, Мугардос и Бильбао. Рассмотрим производительные характеристики терминалов Испании в следующей таблице.[6]

Таблица 13 – Регазификационные терминалы Испании

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объем резервуаров, куб. м	Год введения
Barcelona LNG Terminal	Enagas	12.80	840 000	1968
Huelva LNG Terminal	Enagas	8.90	619 500	1988
Cartegana LNG Terminal	Enagas	7.60	587 000	1989
Bilbao LNG Terminal	Bahia de Bizkaia Gas	5.10	450 000	2003
Sagunto LNG Terminal	Saggas	6.70	600 000	2006
Renagosa Ferrol LNG Terminal	Renagosa	2.60	300 000	2007
El Musel (Gijon) LNG Terminal	Enagas	5.40	300 000	2013

Старейшим регазификационным терминалом Европы является «Барселона» («Barcelona»), который расположен в порту г. Барселона и действует с 1968 г. Первоначально терминал был оборудован всего двумя хранилищами ёмкостью по 40 тыс. куб. м для приёма газа, импортируемого из Ливии. Постепенное наращивание количества резервуаров сопровождалось увеличением регазификационной мощности, которая достигла 12,8 млн т. в год.[4][6]

Терминал «Картажена» действует с конца 1989 г., он был самым маленьким испанским терминалом. Его роль возросла только в конце 1990-х гг., когда его регазификационные мощности были увеличены до 7.60 млн т. в год. Так же компания «Энагаз» в 2010 г. приобрела долю в размере 40 % в четвертом проекте «Билбао» («Bilbao»). Терминал действует с 2003 г., в ноябре 2014 г. введена в эксплуатацию 3-я очередь терминала «Bilbao», в результате чего объем хранения возрос до 450 тыс. куб. м имеет регазификационные мощности - 5,10 млн т. в год.

Кроме того, «Энагаз» начала строительство седьмого испанского терминала «Эль Мюсель» («El Musel») мощностью на первом этапе, аналогичной «Билбао», а после расширение в 2013 г. мощность была

увеличена до 5,40 млн т. в год, а хранение СПГ обеспечивают 2 танка общим объёмом 300 000 куб. м.[4]

Испания сделала ставку на сжиженный газ не только с целью удовлетворения собственных потребностей в энергоресурсах, но и для обеспечения ряда других европейских государств при условии создания единой газотранспортной инфраструктуры в Европе.

Текущие мощности регазификационных установок позволяют получать около 60,1 млрд куб. м природного газа в год (в газообразном состоянии). Основная доля импорта сжиженного газа обеспечивается по долгосрочным контрактам. Около половины потребляемого в Испании газа используется в промышленности, более 30 % для производства электроэнергии. В ближайшее десятилетие Испания, несомненно, останется одним из крупнейших импортёров СПГ.

### **1.3.3 Американские потребители сжиженного газа**

Если потребление сжиженного газа в странах АТР остаётся достаточно высоким, то развитие добычи сланцевого газа в США – фактор, который практически невозможно было учесть на стадии разработки этих проектов – привело к значительному снижению спроса на СПГ на американском рынке. В любом случае роль сланцевого газа будет значимой, поскольку США являются крупнейшим потребителем СПГ на американском рынке. В начале 1970-х годов США активно наращивали импорт СПГ, однако энергетический кризис середины 1970-х годов и впоследствии разногласия в ценовой политике с Алжиром заставили руководство страны стимулировать внутреннюю добычу энергоносителей и практически полностью отказаться от импортного сжиженного газа. Поставки возобновились в конце 1990-х годов. Рассмотрим производительные характеристики регазификационных терминалов США на следующей таблице. [6]

Таблица 14 – Регазификационные терминалы США

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Sabine Pass LNG Terminal	Cheniere Energy	30.20	481 000	2008
Cameron LNG Terminal	Cameron LNG	11.30	480 000	2009
Dominion Cove Point LNG Terminal	Dominion	11.00	700 000	1978
Everett Distrigas LNG Terminal USA	Elengy	5.40	96 млрд м <sup>3</sup> в день	1971
Freeport LNG Terminal	Freeport LNG	11.30	320 000	2008
Golden Pass LNG Terminal	Golden Pass	15.60	775 000	2011
Gulf LNG Terminal	Kinder Morgan	11.30	320 000	2011
Lake Charles LNG Terminal	Energy Transfer	17.30	430 000	1982
Northeast Gateway LNG Terminal	Excelerate Energy	3.0	17 млн куб. м в день	2008

Первые терминалы стали появляться в США в 1970-х годах. Тогда были построены «Эверетт» («Everett»), «Ков Пойнт» («Cove Point»), «Эльба Айленд» («Elba Island») и «Лейк Чарльз» («Lake Charles») для приёма импортных поставок алжирского СПГ. Однако уже через два-три года после успешного запуска терминалы «Ков Пойнт» и «Эльба Айленд» консервируются, прежде всего, из-за возникших разногласий в ценовой политике с Алжиром.[5] И только после введения в эксплуатацию завода по производству СПГ на острове Тринидад в 1999 г. в начале 2000-х годов Федеральная комиссия США по энергетике (FERC) дала разрешение возобновить приём импортируемого сжиженного газа на двух законсервированных терминалах

Сегодня крупнейшим терминалом в США является «Сабин Пасс» («Sabine Pass»). Он расположен на границе штатов Техас и Луизиана. Первый этап строительных работ был реализован в апреле 2008 г., и терминал был пущен в эксплуатацию. Мощности по регазификации составили 2,6 млрд куб. футов/день (26,9 млрд куб. м в год). Терминал был оборудован тремя

резервуарами для хранения СПГ общей ёмкостью 480 тыс. куб. м. В середине 2009г. завершилась первая стадия второго этапа. В результате мощности по регазификации были увеличены до 4 млрд куб. футов в день (41,3 млрд куб. м в год) и введены в эксплуатацию ещё два хранилища СПГ. [3]

Основная доля импортируемого газа приходится на трубопроводный газ, поступающий из Канады. Так, например в 2017 г. в Канаде было закуплено 80,7 млрд куб. м. трубопроводного газа, доля же СПГ в 2017 г. составила всего 2,7 % всех поставок газа - 2,2 млрд куб. м. Поставщиками сжиженного газа в США являются Тринидад и Тобаго, и Нигерия. Географическое расположение позволяет США не только заключать долгосрочные контракты, но и в случае необходимости пользоваться спотовыми поставками из Тринидад и Тобаго.[3] [4]

В последнее время сокращение импорта сжиженного газа было обусловлено увеличением предложения газа с собственных месторождений. В настоящее время существует ряд факторов, которые позволяют предположить, что в долгосрочной перспективе потребление сжиженного газа в США будет снижаться. Во-первых, это новые разведанные запасы сланцевого газа в стране, а собственная добыча газа позволяет поддерживать относительно низкие цены на газ внутри страны, тогда как цены на сжиженный газ определяются мировым рынком и зависят от стоимости нефти, что на данном этапе делает импорт СПГ в США нецелесообразным. Во-вторых, с учётом разведанных запасов США поставила новую задачу на ближайшие 5 лет стать лидером в поставках СПГ на мировом рынке газа. В-третьих, с учётом политических интересов влияния на Европу, страна поставила себе задачу вытеснить Россию с рынка Европы по поставкам газа, а с учётом географического положения это можно реализовать только морским путём, то есть только сжижая газ.[11]

Первый раздел представляет собой анализ этапов развития рынка СПГ, с начало зарождения и до сегодняшних дней. Также проанализированы

мировые запасы природного газа, а также с разбивкой по региональным признакам.

Современное разграничение производителей, импортёров СПГ, а также регионов по географическому признаку, на сегодняшний день, с учётом глобализации мирового газового рынка, подвергается сомнению. На нашем современном этапе развития сектора газа, автор предлагает более современно подходить к оценкам данного товара, как СПГ. В отличие традиционного трубопроводного газа, сжиженный газ в действительности более мобильный и способный для развития энергетического рынка. С учетом современности развитости инфраструктуры по производству, транспорту и приёмных терминалов, сжиженный природный газ, в ближайшее десятилетие выйдет на первое место, возможно в скором будущем, мы увидим формирование рынка и ценообразование на этот товар не с учётом цен на нефть, а наоборот.

## **2 Современные направления развития сектора СПГ**

### **2.1 Перспективы формирования глобального рынка газа как совокупности региональных рынков**

Последовательный анализ трех крупнейших региональных рынков газа рождает закономерный вопрос: каковы на современном этапе перспективы формирования единого глобального рынка? Подобные процессы в мировом секторе ТЭК оказывают существенное влияние на экономику нашей страны, как одного из крупнейших участников мировой газовой отрасли.

Фактически история существования глобального рынка газа насчитывает около 10-15 последних лет – периода наиболее активного развития межрегиональной торговли. Территориальная структура расположения ключевых мировых центров газовой торговли обуславливает их изолированность друг от друга, что и было долгое время основным препятствием на пути движения к единому рынку. Большую часть торговых потоков составляли внутри-региональные поставки: существующая трубопроводная инфраструктура в значительной мере ограничивала возможности экспорта и импорта ресурсов. Даже торговля СПГ, одним из ключевых конкурентных преимуществ которого является возможность экспорта из любой точки мира в любую точку мира, поначалу носила исключительно локальный характер. Низко-ликвидный сектор с исключительно долгосрочными контрактами, рынок СПГ рассматривался в качестве способа хеджировать значительные колебания цен и гарантировать надежность поставок крупным потребителям.[11]

Начало развитию межрегиональной торговли было положено в 1964 году, когда из Алжира в Великобританию был направлен первый СПГ-груз. В 1965 году импортером алжирского сырья стала также и Франция. Трубопроводные межрегиональные поставки начались в 1968 году с

подписанием торгового соглашения между СССР и Австрией, в 1970 году между СССР и ФРГ.[11] В этот момент страны Западной Европы начали испытывать недостаток собственной добычи и стали активнее закупать ресурс извне, став первым региональным рынком-импортером, полноценно участвующим в глобальной торговле газом. В 1969 году первые межрегиональные поставки СПГ были осуществлены и в другой части света – импорт в Японию с экспортного терминала на Аляске. Именно расширение мировой СПГ-инфраструктуры, а также снижение себестоимости транспортировки, регазификации и сжижения по-настоящему запустили процесс развития межрегиональных поставок и вовлечения все большего числа стран в глобальную торговлю газом. Со временем эволюционировали не только маршруты СПГ-судов, но и условия торговли, механизмы ценообразования и институциональная среда. [11][12] Усложнились и отношения между контрагентами: прежние «замкнутые» связи между потребителями и продавцами ресурса в рамках одного регионального рынка превратились в потенциальное сотрудничество участников рынка из совершенно любых точек мира.

Под глобальным рынком природного газа понимается рынок, функционирующий в пределах всего мира, объединяющий все рынки более низких уровней посредством торговых отношений и общих принципов ценообразования. Опираясь на указанные характеристики, можно говорить, что с некоторыми оговорками и допущениями на данном этапе глобальный рынок природного газа существует, однако его формирование далеко от завершения.[11] Кроме того, «глобальность» рынка характеризует не только географический охват, но и институциональная база – методы ценообразования, организация торговли, передача ценовых сигналов. И если по первому критерию современный сектор газа с развитием торговли СПГ почти не имеет проблем, то именно во втором кроется наибольшее число трудностей и узких мест.

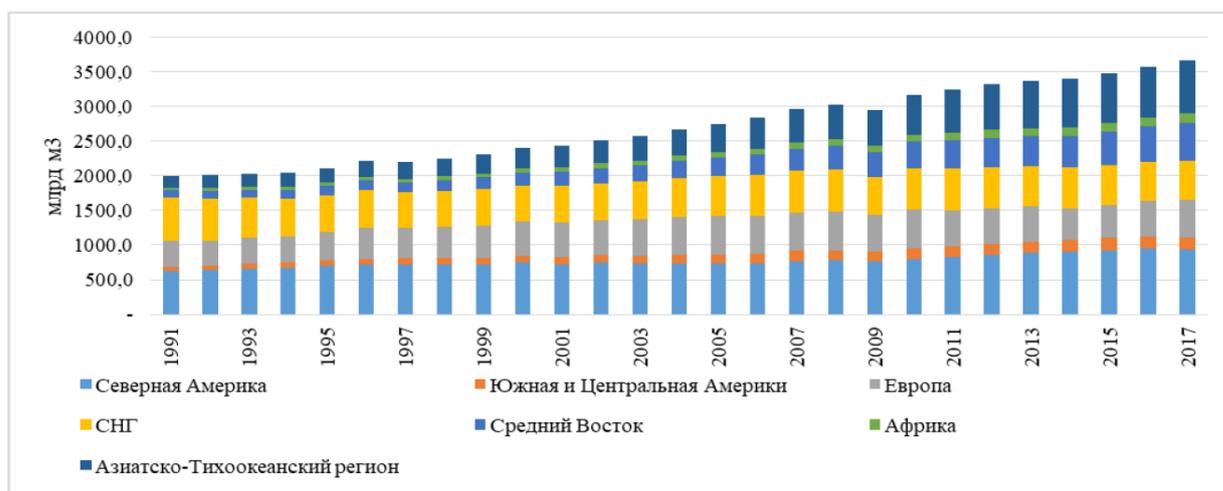
С точки зрения географического охвата выше были рассмотрены три наиболее развитых на данный момент макрорегиональных рынка – Североамериканский, Европейский и Азиатско-Тихоокеанский. Первые два часто объединяют в единый Атлантический регион вместе с еще двумя, которые можно скорее охарактеризовать как развивающиеся – Африканский и рынок Центральной и Южной Америк. В этих областях активно развивается СПГ-инфраструктура, тем самым расширяя их вовлеченность в международную торговлю газом. [12] Кроме того, север Африки связан трубопроводной сетью с югом Европы, которая также позволяет осуществлять межрегиональные поставки. Оставшиеся два сегмента глобального рынка природного газа – Средний и Ближний Восток и рынок стран СНГ. При этом последний не характеризуется каким бы то ни было институциональным единством, его «остов» представляет собой масштабная трансконтинентальная газопроводная система – наследие советских лет.

Степень развития инфраструктуры потребления газа на каждом из региональных рынков обеспечивает либо рынок сбыта, либо дополнительные стимулы для экспорта ресурса: отсутствие развитого внутреннего рынка побуждает страны Африки, СНГ, Среднего Востока поставлять сырье за рубеж. Кроме того, и исторически расположение месторождений газа и особенности территориальной структуры сформировали группы чистых импортеров – Азия, Европа и Северная Америка – и чистых экспортеров ресурса – Австралия (как часть Азиатско-Тихоокеанского региона), страны СНГ, Африка, Средний Восток, Южная и Центральная Америка. [13] Однако по мере развития отрасли и международной торговли традиционная парадигма претерпевает серьезные изменения. Ценовая конъюнктура, расширение и эволюция инфраструктуры превращают в прошлом богатые ресурсом государства в импортеров и наоборот. Более того, именно те же факторы стимулируют на рынке СПГ расширение реэкспортной активности. Межрегиональное сотрудничество как на государственном, так и на частном уровне в рамках реализации различных СПГ-проектов является одним из

основных механизмов смены устоявшихся принципов функционирования сектора и формирования новых.

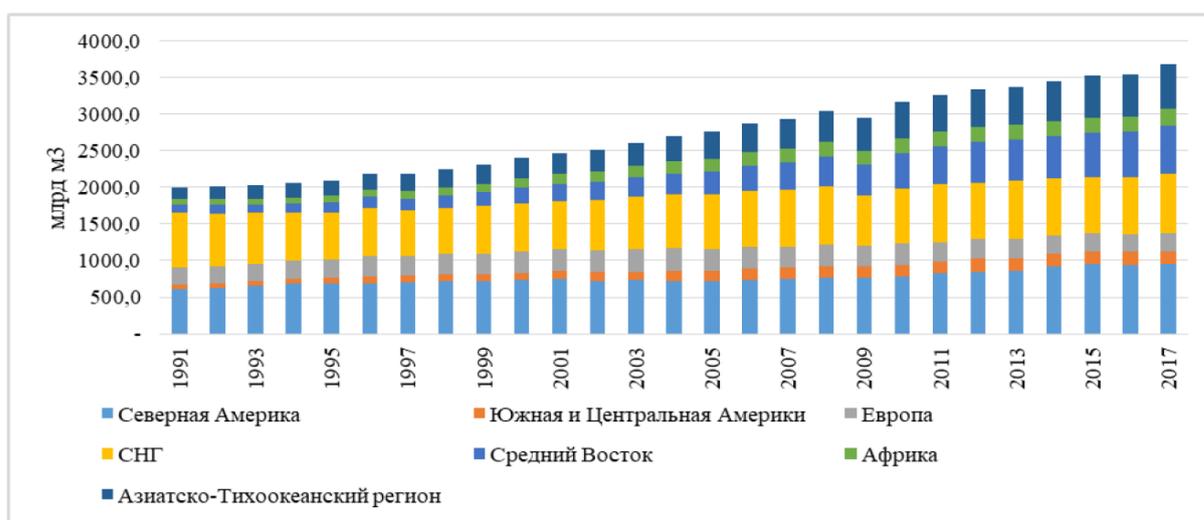
Усложнение торговых потоков и взаимоотношений между контрагентами, в целом, можно отнести к одному из косвенных свидетельств процесса формирования глобального рынка природного газа. Как показывает опыт, например, рынка нефти, именно вовлечение все большего числа участников, увеличение числа трансграничных потоков создавали предпосылки для формирования ликвидного и высококонкурентного глобального рынка.[12]

Как видно из данных Рисунка 6 в региональном разрезе лидером потребления ресурса на протяжении долгих лет является Северная Америка. В последние десять лет второе, третье, четвертое и пятое места попеременно делят между собой Азиатско-Тихоокеанский регион, СНГ, Европа и Средний Восток. В секторе добычи газа структура лидеров более статична. Как и в потреблении, лидирует Северная Америка, за ней уверенно следует СНГ, что отражено на Рисунке 7. [3] Третью и четвертую позиции делят регионы-лидеры производства СПГ – Азиатско-Тихоокеанский регион и Средний Восток.



Источник: BP statistical review of world energy 2018 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (Дата обращения 10.08.2018).

Рисунок 6 – Динамика потребления газа, млрд куб. м



Источник: BP statistical review of world energy 2018 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (Дата обращения 10.08.2018).

Рисунок 7 – Динамика добычи газа, млрд куб. м

Данные Таблицы 15 дополняют графики [3], отражающие региональную динамику добычи и потребления газа, демонстрируя их импортный и экспортный потенциал. Как видно, трубопроводный импорт в целом характеризуется сравнительно более низкими показателями роста, чем СПГ. В сфере экспорта доминирующее положение, как в абсолютных, так и в относительных значениях занимает Средний Восток, а именно Катар. Азиатско-Тихоокеанский регион – в числе лидеров, как в закупках, так и в продаже ресурса. Количество новых австралийских проектов СПГ на разных этапах развития позволяет сделать вывод о возможном в ближайшем будущем если не доминирующем положении, то серьезной конкуренции. Важно также отметить, что растущие объемы экспорта из Европы отражают расширение объемов реэкспорта продукции. Как видно из данных Таблицы 3, [3] за последние пять лет объем поставок СПГ за рубеж вырос почти в каждом из регионов. [11] Примеры рынков других энергоносителей позволяют отметить, что снижение концентрации производителей, а именно это наблюдается сейчас в отрасли и будет подробнее рассмотрено во второй

главе, также является одним из косвенных проявлений формирования глобального рынка.

Таблица 15 – Динамика региональной торговли газом, млрд куб. м

	2010				2017			
	Импорт		Экспорт		Импорт		Экспорт	
	Трубопровод	СПГ	Трубопровод	СПГ	Трубопровод	СПГ	Трубопровод	СПГ
Северная Америка	123,59	19,95	123,59	1,64	146,8	9,2	146,8	17,4
Центральная и Южная Америки	14,25	9,22	14,25	22,2	15,4	13,8	15,4	19,2
Европа	470,03	87,75	189,72	5,28	423,4	65,7	192,7	8,3
СНГ	92,22	0	238,14	13,4	62,3		283	15,5
Африка	4,91	0	54,51	58,42	7,6	8,2	45,1	55,5
Средний Восток	31,46	2,94	27,57	100,61	22,2	13	30,9	122,5
Азиатско-Тихоокеанский регион	33,35	177,77	29,8	96,09	62,9	283,5	26,8	155

BP statistical review of world energy 2018 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (Дата обращения 25.12.2018).

Именно импорт и экспорт – дефицит в одних регионах и избыток в других, создают предпосылки для развития межрегиональной торговли и формирования единого глобального рынка природного газа.

Безусловно, объем торговли СПГ пока значительно ниже традиционных трубопроводных поставок и составляет около 35% всего торгового оборота анализируемого вида энергоресурсов. Однако данные Таблицы 3 позволяют оценить динамику за последние пять лет: ниша СПГ расширилась с около 28% в 2010 году до почти 35% в 2017. [6] Именно этот сектор в настоящий момент обладает наибольшим потенциалом, как в увеличении объемов поставок, так и в содействии глобализации рынка. Подобные тенденции привлекают в отрасль все больше инвестиций не только в развитие инфраструктуры, но и в развитие технологий: плавучие установки сжижения, регазификации и хранения газа, мини-заводы СПГ и так далее. В орбиту рынка СПГ попадает все больше участников, контрактные взаимоотношения между контрагентами становятся сложнее (например, договоры без фиксированного направления поставок), повышается ликвидность рынка и появляются новые финансовые инструменты, что также обеспечивает приток новых игроков (например, портфельных и трейдеров).

Однако, именно различия в механизмах ценообразования на ресурс, а, следовательно, и в стоимости газа, хоть и демонстрирующие тенденцию к сближению, являются на современном этапе одной из ключевых проблем формирования глобального рынка. Как уже отмечалось выше, три наиболее развитых региональных рынка газа характеризуются весьма различными способами ценообразования, свои особенности есть и у остальных рынков. Во многом отличия принципов друг от друга носят фундаментальный характер, что подчеркивает остроту и комплексность стоящей перед мировым рынком газа проблемы.

Так, в Северной Америке цена определяется балансом спроса и предложения самого ресурса, а наличие развитой инфраструктуры поддерживает конкурентные основы рынка. Наличие большого числа хабов обеспечивает взаимодействие множества независимых продавцов и потребителей ресурса. На рынке континентальной Европы преобладает система ценообразования на основании долгосрочных торговых соглашений на поставку газа от ключевых импортеров из региона и за его пределами. Эти котировки создают ориентир для всех остальных сделок. [12] Торговля на хабах занимает незначительную, хотя и растущую со временем долю оборота. Газовый рынок Великобритании отличается от континентальных соседей большей степенью либерализации и более схож в вопросах ценообразования с Северной Америкой. На Азиатском же рынке превалирует способ ценообразования на основе контрактов с нефтяной привязкой, а котировки на небольшую часть поставок СПГ определяются на основе спотовых сделок. Из особенностей формирующихся региональных рынков стоит выделить СНГ, где цена на газ по большей части определяется на государственном уровне. Обилие различий и формирующих их предпосылок, с одной стороны, создает возможности для арбитража, тем самым стимулируя межрегиональную торговлю, однако в то же время является существенным препятствием на пути трансформации мирового рынка природного газа в высоколиквидный и конкурентный глобальный рынок.

Взаимный обмен деловыми практиками и обучение в рамках реализации международных СПГ-проектов во многом способствует поиску и лоббированию наиболее эффективных способов ценообразования, зачастую наглядно демонстрируя слабеющее доминирование продавцов ресурса с их негибкими параметрами торговли.

Тем не менее, в условиях современного глобального газового рынка вряд ли применимо понятие единой мировой цены. Помимо перечисленных выше факторов, определяющих различия в региональных котировках стоимости ресурса, существуют не менее фундаментальные рыночные предпосылки: Наличие экспортных пошлин, обязательства по поставке на внутренний рынок, обеспечение конкуренции с прочими видами энергоресурсов. [13] Цена газа в странах-экспортерах всегда будет ниже цены в странах-импортерах, эта ситуация нормальна и подтверждается, например, на рынке нефти, в глобальном характере которого сомневаться не приходится. Немаловажную роль играют и транспортные издержки, увеличивающие стоимость газа для страны-импортера. Плотность газа ниже плотности нефти, что при сопоставимых мощностях значительно увеличивает транспортную составляющую стоимости ресурса для потребителей.

Важно подчеркнуть, что прозрачность и общая доступность ценообразования относятся к числу основных факторов, влияющих на ликвидность рынка СПГ. Наибольших результатов в этом направлении возможно достичь именно в рамках системы хабов – на данный момент особо значимым событием для отрасли станет окончательное формирование азиатского хаба. Ликвидность рынка СПГ является не только залогом его эффективного функционирования, но и одним из его ключевых преимуществ в процессе развития глобального рынка. Поэтому подводя итог анализу перспектив формирования такого рынка, стоит особо подчеркнуть и прочие факторы, способствующие повышению ликвидности:

- Оптимизация капитальных издержек. Способы, рассмотренные в следующей главе, позволяют снизить объемы расходов, тем самым повышая доступность создания проектов для разных участников рынка и расширяя его многообразие;

- Развитие сектора транспортировки ресурса. Не только в количественном, но и в качественном выражении – создание танкеров разного уровня технологической оснащенности для разных категорий потенциальных пользователей;

- Совершенствование и модернизация принимающих терминалов. Диверсификация спроса, обеспечиваемая технологической оснащенностью и эффективностью импортной инфраструктуры, в числе прочего, например, снижающей транзакционные издержки, способствует развитию ликвидности рынка СПГ;

- Растущее число и диверсификация участников рынка;

- Эволюция договорных отношений и их ключевых параметров. Трансформация контрактов при условии сбалансированности условий для обеих сторон способствует одновременно их гибкости и в то же время надежности, а стандартизация принципов торговых соглашений на всех рынках несет в себе потенциал существенного снижения транзакционных издержек.

Безусловно, только наличие межрегиональных поставок еще само по себе не говорит о наличии глобального рынка природного газа. Помимо транспортной и инфраструктурной доступности, существенную роль играет и институциональная составляющая. И если динамика и темпы развития, а также состояние первых двух факторов практически не вызывает вопросов, то именно в последнем кроется наибольшее число препятствий на пути формирования глобального рынка. Формирование ликвидного и конкурентного рынка требует дерегулирования и либерализации региональных рынков природного газа, развития институтов торговли – газовых бирж, расширения видов договорных обязательств и так далее. [12]

Кроме того, существует также и вопрос механизмов ценообразования. Почти каждый региональный рынок характеризуется собственным принципом формирования цены на ресурс, определенным рядом фундаментальных факторов. И если различие стоимости газа между странами-экспортерами и странами-импортерами представляется с точки зрения рыночной логики совершенно нормальным, то существование в рамках единого пространства глобального рынка природного газа одновременно конкурентной цены хабов в Северной Америке и, например, договоров с нефтяной привязкой в Азиатско-Тихоокеанском регионе создает не только возможности для арбитража, но и определенные трудности на пути к высоколиквидному рынку по образу рынка нефти. Во многом сложившиеся принципы ценообразования связаны и со сроком действия контрактов. [11] В целом, в газовом секторе наблюдается постепенное снижение «срочности» торговых соглашений. Необходимые на начальных этапах для поддержания развития инфраструктуры и формирования взаимосвязей между участниками долгосрочные контракты продолжают доминировать на рынке, но постепенно, хоть и скорее неустойчивыми темпами расширяются объемы среднесрочной и краткосрочной, а также спотовой торговли. Эксперты полагают, что, в отличие от нефтяного рынка, особенности газового предполагают возможность движения к единому рынку на базе двухсекторной модели: на базе долгосрочных и спотовых контрактов.

Подобная комбинированная схема, с одной стороны, будет гарантировать определенный финансовый поток для операторов проектов, необходимый для инвестиций в замену старых месторождений, расширение производственных мощностей и так далее, с другой же стороны, например, на базе цены замещения обеспечивать относительную предсказуемость динамики и ценовую конкурентоспособность ресурса в условиях волатильной конъюнктуры сектора ТЭК.

## 2.2 Анализ основных перспективных лидеров по производству сжиженного природного газа

### 2.2.1 Новый крупный игрок на рынке СПГ

Основные поставщики сжиженного природного газа представлены на следующем рисунке, сравнив два графика можно проследить незначительные изменения в объёмах поставок



Рисунок 8 – Основные поставщики СПГ на мировом рынке

За период с начала 2016 по конец 2017г. объём поставок Канады увеличился на 30%, в тоже время поставки американского СПГ изменился с 4,3 до 17,4 млрд куб. м (в 4 раза). [3]

На конец 2017г. подтверждённые запасы газа в США составляют 8,7 трлн куб. м, страна занимает 5 место (4,5%) в мировом энергобалансе. [3] Страна активно наращивает производственные мощности по сжижению газа для поставок в Европу, страны латинской Америки и страны АТР. Так производственные мощности США по производству СПГ на сегодня составляют 27,75 млн т. в год. [4] Эти мощности обеспечивают 2 завода. Первый завод, введённый в эксплуатацию в 2016 г., «Сабина Пасс ЛНДжи»

(«Sabine Pass LNG») мощностью 22,5 млн т. в год, имеющая в составе 5 технологических линий по сжижению и 5 танков по хранению сжиженного газа, общей вместимостью 481 000 куб. м.

Второй завод «Ков Поинт ЛНДжи» («Cove Point LNG»), имеющий одну технологическую линию по сжижению газа, производительной мощностью 5,25 млн т. в год а также 7 танков по хранению СПГ, общей вместительностью 700 000 куб. м.[4] Не смотря на, казалось бы, скромные производственные мощности, США поставила себе одну из важнейших стратегических задач по завоеванию мирового рынка СПГ до конца 2020 года. В данный момент на территории США продолжают активно строится несколько заводов по производству СПГ, которые позволят в ближайшие 2-3 года занять третье место по производственным мощностям СПГ в мире, проанализируем мощности строящихся СПГ заводов в США сегодня в следующей таблице. [6]

Таблица 16 – Строящиеся заводы по производству СПГ в США

<b>Наименование завода</b>	<b>Производственные мощности, млн т. в год</b>	<b>Количество производственных линий</b>	<b>Год пуска завода в эксплуатацию</b>
Cameron LNG	12,0	3	2018
Elba Island LNG	2,50	10	2018
Freeport LNG	15,3	3	2018
Corpus Christi LNG	9,0	2	2019

Таким образом, к концу 2018 г. страна увеличит свой потенциал по СПГ на 29,8 млн т. в год , а по окончанию строительства завода «Корпус Кристи ЛНДжи» («Corpus Christi LNG») в 2019 г. соединённые штаты нарастят свои производственные мощности до значения 67 млн т в год, уступая к 2020 г. по мнению аналитиков только Катару -78 млн т. в год на 2018 г. и Австралии - 84 млн т. в год на 2018 г., [13] которые на данное время являются лидерами производства СПГ в мире и будут его удерживать лидерство в ближайшие годы. Ключевыми факторами, определяющими стоимость поставок СПГ из США на рынки Европы, являются спотовые

цены Henry Hub, затраты на сжижение газа и транспортные издержки. В 2016 г. цена Henry Hub, являющаяся индикативом в американских газовых контрактах, находилась на самом низком уровне с начала 1990-х гг. EIA (независимое агентство в составе федеральной статистической системы США) в последнем долгосрочном прогнозе опирается на предпосылки о дальнейшем сокращении избытка газа на внутреннем рынке США за счёт появления экспортных мощностей СПГ, а также снижении доступности новых нефтегазовых ресурсов и технологий их разработки. Оно предполагает, что рост цен Henry Hub к 2020 г. относительно уровня 2016 г. может составить от 1 до 3 долл. за 1 МБТЕ. [14] В минимальном сценарии предполагается увеличение цен до 3,6 долл. за 1 МБТЕ, а в максимальном – до 5,4 долл. за 1 МБТЕ. Кроме того, можно ожидать роста средних затрат на сжижение газа, что обусловлено более высокими расходами на заводе «Корпус Кристи» «Corpus Christi» (3,5 долл. за 1 МБТЕ), отражённых в долгосрочных контрактах. Исходя из этого, средние удельные издержки по сжижению газа на прогнозируемых к запуску заводах вырастут на 0,5 долл. за 1 МБТЕ и будут составлять порядка 30-40 % в конечной цене СПГ на рынке Европы. [15]

Предпосылки об изменении расходов на транспортировку также имеют негативное влияние на будущую конкурентоспособность американского СПГ. По оценкам судовой компании «Аффинити» «Affinity», рост использования танкеров со стороны производителей сможет нивелировать сложившийся дисбаланс спроса-предложения СПГ судов уже во втором квартале 2018 г., что отразится на стоимости фрахта. Согласно данным международного судового брокера Фёонли «Fearnley», комфортная ставка фрахта, используемого для перевозки американского СПГ- танкера составляет 80 тыс. долл. в сутки. [4] По оценкам специалистов, при таком уровне тарифа средние затраты на фрахт вырастут в 2,5 раза до 0,4 долл. за 1 МБТЕ. [14]

Кроме того, изменение уровня котировок на нефть марки Brent с 43 до 63 долл. за баррель, в период 2016-2020 гг. (по прогнозам Всемирного Банка), приведёт к удорожанию затрат на бункеровку судна в среднем на 0,15 долл. за 1 МБТЕ. При этом стоимость выкипевшего газа так же будет меняться пропорционально цене СПГ на заводе.

Что касается прогноза цены СПГ в Бельгии, являющейся чистым импортёром катарского сжиженного газа, то она определяется исходя из особенностей ценовой привязки в контрактах. Формула компании «РасГаз» («RasGas») индексируется к трёхмесячной средней цене на нефть марки Brent в рамках долгосрочных контрактов с «EDF Trading» и «ENI» до 2027г. В предположении роста цен на нефть до 63 долл. за баррель к 2020 г., стоимость СПГ в Бельгии, по оценкам специалистов, составит 6,9 долл. за 1 МБТЕ. Таким образом, даже минимального прогнозируемый «EIA» уровень цены «Henry Hub» на 2020г. будет приносить убытки поставщикам американского газа в европейском направлении. [15]

### **2.2.2 Оценка конкурентоспособности американского СПГ и трубопроводного российского газа на европейском рынке**

Для проведения оценки конкурентоспособности американского сжиженного газа для поставок в Европу, необходимо выявить сильные, слабые стороны и возможности этого товара с учётом влияния не только технических возможностей и географического положения производства, но и уже существующего положения на рынке Европы. Рассмотрим в следующей таблице сильные, слабые стороны, угрозы и возможности американского СПГ на рынке.

Таблица 17 – Конкурентные возможности американского СПГ

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
- большие объёмы запасов газа - значительное количество проектов по производству СПГ	- ниша занята более дешёвым СПГ других стран

Продолжение таблицы 17

- значительный процент законтрактованности мощностей новых проектов	- ниша занята более дешёвым российским трубопроводным газом - специфика ценообразования американского СПГ (не классическая)
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
- перенаправление СПГ на растущий азиатский рынок - перенаправление СПГ в страны латинской Америки	- реализация 3-х очередей проекта Ямал-СПГ с более дешёвой ценой на СПГ - прокладка новых российских трубопроводов в Европу (напрямую к основным потребителям) - потепление политических отношений европейских стран к Российской Федерации - переход европейских стран на возобновляемые источники энергии

**Сильные стороны:**

- большие объёмы запасов газа – это первостепенное значение для планирования добычи газа, реализации проектов по сжижению, которые требуют больших инвестиционных вложений на строительство заводов СПГ и инфраструктуры;

- значительное количество проектов по производству СПГ – на сегодняшний день в США находятся на стадии строительства 6 заводов по производству СПГ, которые получили все разрешительные документы [13];

- значительный процент законтрактованности мощностей новых проектов – за период с 2016г. по 2018г. европейскими и азиатскими покупателями было законтрактовано 48 млн т. в год. ожидаемых мощностей проектов, с достаточно гибкими условиями (то есть 60% зарезервированных мощностей не имеют страны назначения).

**Слабые стороны:**

- ниша занята более дешёвым СПГ других стран – поставки в Европу обеспечены на основе долгосрочных контактах в первую очередь традиционным поставщиком страной Катар (23,7 млрд куб. м в 2017г.), а

также Нигерией (12,2 млрд куб. м в 2017г.), Алжиром, Норвегией и Перу, которые в силу своего географического положения относительно европейских покупателей имеют более привлекательную цену сжиженного газа;[4] [13]

- ниша занята более дешёвым российским трубопроводным газом – в 2018г. Россия отметила 50-летие начало поставок трубопроводного газа в Европу, которая является ключевым её рынком. Стоимость природного газа, транспортируемого по трубопроводу значительно ниже в силу своей производственной и эксплуатационной экономики, газ поставляется напрямую и гарантированно;

- специфика ценообразования американского СПГ (не классическая) – в США, добывающие газ компании, владельцы заводов по сжижению газа и экспортёры СПГ являются разные фирмы, причём последние являются неамериканские компании, руководствующиеся не политическими, а коммерческими соображениями и, конечно, при появлении более привлекательного по цене азиатского рынка или латиноамериканского, отдают им предпочтения. Так, например в 2016г. лидерами по закупкам американского СПГ стали страны Латинской Америки.[15]

Возможности:

- перенаправление СПГ на растущий азиатский рынок – для выгодной реализации проектов СПГ, газ США перенаправляется на развивающийся высокими темпами азиатский рынок, традиционным импортёром Японией, Южной Кореей, а также новыми быстрорастущими экономиками Китая и Индии;

- перенаправление СПГ в страны Латинской Америки – рынок латиноамериканских стран также является более привлекательным, в сезонные спросы на электроэнергию (зимой обеспечение тепла, в летний период использование кондиционеров), так как расположен рядом с Северной Америкой и в силу сложившихся высоких цен на сжиженный газ.

Угрозы:

- реализация 3-х очередей проекта Ямал-СПГ с более дешёвой ценой на СПГ, является угрозой так как ямальский газ имеет меньшую стоимость на сжижение, от 2 до 3 долл. за 1 МБТЕ, а также на прибыль скажется расположение проекта «Ямал-СПГ»;

- прокладка новых российских трубопроводов в Европу (напрямую к основным потребителям) – Россия, за многолетние поставки в Европу зарекомендовала себя как надёжного поставщика и партнёра, с которым можно договориться по цене продаваемого газа. Прокладкой новых трубопроводов напрямую потребителю, с крупной развитой экономикой таких стран как Германия и Турция, гарантирует стабильность поставок (уменьшает такие риски, как в случае конфликта с Украиной) не только прямому импортёру, так и рядом расположенным странам;

- переход европейских стран на возобновляемые источники энергии – в развитых странах таких как Англия, Германия, Франция и другие, заложены и проходят стадию постепенной реализации программы по переходу на возобновляемые, экологически чистые источники электроэнергии, такие как сила ветра, солнечное излучение и сила морского прибоя.

Также для проведения сравнительной оценки конкурентоспособности американского СПГ необходимо определить сильные и слабые стороны экспортных поставок российского трубопроводного газа в Европу, а для этого оценим состояние транспорта российского газа на сегодняшний день. [16]

Ключевым рынком для «Газпрома» является Европа. В 2018 году «Газпром» отметил 50-летие начала поставок российского газа на европейский рынок. Отправной точкой этой работы является контракт с австрийской компанией «OMV». В 2017 г. уровень поставок «Газпрома» на европейский рынок составил 194,4 млрд куб. м газа, с темпом роста поставок 6%. Абсолютный объем поставок превысит 200 млрд куб. м газа. Это говорит о том, что по итогам 2018 года «Газпром» установит новый рекорд поставки

газа на европейский рынок. Это соответствует максимальным годовым контрактным количествам суммарно по всем контрактам поставок на европейский рынок, спрос на российский газ и дальше растет.[18]

Традиционные партнеры сегодня заявляют о намерении покупать еще большие объемы газа. Сегодня на газовом рынке сформировался рынок продавца. За последние 12 месяцев загрузка «Северного потока» – на 7% выше плановой проектной мощности. Вспомним, что проектная мощность газопровода составляет 55 млрд куб. м, но технологические возможности позволяют экспортировать чуть больше. И за 12 месяцев поставки газа составили через «Северный поток» в Европу 59 млрд куб. м газа. [18] То есть «Северный поток» как экспортный газотранспортный коридор из России востребован даже больше, чем на 100%. Это ответ на вопрос, нужен ли «Северный поток – 2». График работы, который есть сейчас, говорит о том, что абсолютно точно нужно начать поставки газа по «Северному потоку – 2» с 1 января 2020 года. Напомню, что извлекаемых запасов у «Газпрома» – 35 трлн куб. м газа. У «Газпрома» есть возможности удовлетворить любой спрос и на российском рынке, и на европейском, и на азиатском, конечно же, мы говорим в первую очередь о трубопроводных поставках.[18]

Проект «Северный поток – 2» находится на активной стадии реализации. «Северный поток – 2» – проект строительства газопровода мощностью 55 млрд куб. м газа в год из России в Германию по дну Балтийского моря. Реализация проекта строительства газопровода «Северный поток – 2» предполагает начало поставок в конце 2019 года. [18] Согласно планам германских газотранспортных операторов, первая нитка газопровода EUGAL будет введена в эксплуатацию также до конца 2019 года, а вторая – до конца 2020-го. В начале октября судно «Audacia» компании «Allseas» начало укладку труб на германском участке газопровода. Ранее здесь приступило к работе судно «Castoro Dieci». Как сообщает компания «Nord Stream 2 AG», судно «Audacia» начало работы в территориальных водах Германии, в конечной точке 30-километровой

траншеи для двух ниток газопровода. Оно укладывает участок обеих ниток газопровода протяженностью около 38 км в более глубоководной части маршрута газопровода, судно завершит работы к концу 2018 г. [18] К этому моменту планируется завершить все работы в территориальных водах Германии. По словам Председателя Правления ПАО «Газпром» Александра Медведева, реализация проекта идёт в рамках того календарного графика, который был принят участниками проекта с самого начала. «Мы абсолютно точно можем начать поставки газа по «Северному потоку – 2» с 1 января 2020 года», – отметил Председатель Правления.

Сейчас идет строительство морского участка второй, транзитной, нитки газопровода «Турецкий поток». Завершение укладки глубоководного участка – дело ближайших месяцев. В следующем году планируется также приступить к строительным работам по сухопутному продолжению транзитной нитки на территории Турции. Сегодня «Газпром» ведет соответствующие переговоры с турецкой компанией «Боташ». Ввод «Турецкого потока» в эксплуатацию запланирован на декабрь 2019 г. [18] В настоящее время «Газпром» прорабатывает различные варианты продолжения сухопутной транзитной нитки газопровода «Турецкий поток» на территории ЕС и сопредельных стран. В частности, прорабатывается маршрут поставок российского газа через территорию Болгарии, Сербии и Венгрии. В 2017 г. «Газпром» подписал с компетентными органами этих стран дорожные карты, целью которых является создание необходимой газотранспортной инфраструктуры с учетом требований европейского законодательства. Необходимо отметить, что указанная инфраструктура создается в рамках развития каждой страной своей собственной газотранспортной системы. В рамках проработки южного маршрута поставок газа из России в страны Европы, в частности в Италию, в марте 2017 г. «Газпром» и итальянская компания «Eni» подписали Меморандум о взаимопонимании, а в июне 2017-го «Газпром», «Edison» и DEPA подписали Соглашение о сотрудничестве. [20]

Если посмотреть на перспективы экспорта газа в 2019 г. и в среднесрочной перспективе, то конкретные объемы поставок могут варьироваться – известно, что главным фактором, влияющим на потребление газа в краткосрочном периоде, является погода. Однако установившиеся высокие уровни экспорта, когда объемы поставок российского газа составляют 190–200 млрд куб. м в год, сохранятся. Это можно назвать новой реальностью европейского газового рынка на несколько лет вперед.[21]

Ценообразование российского трубопроводного газа классическое. Компания (в лице своих дочерних предприятий) осуществляет все операции связанные с добычей газа, осуществляет подготовку газа и транспортировку, за исключением транспортировки газа через магистральные трубопроводы стран транзитёров таких как Белоруссия, Украина, Польша и т.д. «Газпром» в качестве основы своей деятельности на европейском газовом рынке использует долгосрочные контракты с нефтепродуктовой привязкой и условием — «бери-или-плати». Сейчас доля чистой нефтепродуктовой привязки газа «Газпрома» составляет чуть более 20 %, а доля чистой хабовой привязки – около 35 %. Долгосрочные контракты с привязкой к нефти и условием «бери-или-плати» являются основой стабильности и надежности поставок газа. В целом существует долгосрочный тренд на увеличение хабовой индексации. По итогам девяти месяцев 2018г. по контрактам «Газпром экспорта» в страны дальнего зарубежья было поставлено, по предварительным результатам, 148,24 млрд куб. м газа из России, средняя цена его составила около 235 долларов за 1 тыс. куб. м. [21] Ожидание компании ПАО «Газпром» это очередной рекорд экспорта и преодоление отметки в 200 млрд куб. м. По информации представителей группы «Газпром», средняя цена по итогам года будет около 248 долларов. [21]

Проведём оценку сильных и слабых сторон российского трубопроводного газа на современном рынке поставок газа в Европу, с учётом многолетнего опыта, в отличии от американского СПГ, и учёта современных внешнеполитических отношений.

Таблица 18 – Конкурентные возможности российского трубопроводного газа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- большие объёмы запасов газа</li> <li>- низкая цена по сравнению с СПГ</li> <li>- новые трубопроводы не требуют капитальных затрат</li> <li>- репутация стабильного поставщика</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- объёмы транспорта газа ограничены диаметром трубопровода</li> <li>- затраты на обслуживание магистрального трубопровода и оборудование</li> </ul>
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- к магистральному трубопроводу есть возможность подключения стран (расширение)</li> <li>- снижение цены газа для покупателя, при полной загруженности магистральных мощностей (привлекательность для потребителя)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- прекращение транспорта на территории третьей стороны (как в случае с Украиной)</li> <li>- переход европейских стран на возобновляемые источники энергии</li> <li>- влияние внешнеполитических отношений на объёмы поставок</li> <li>- либерализация газового рынка в Европе</li> </ul>

**Сильные стороны:**

- большие объёмы запасов газа - большие объёмы запасов газа – это первостепенное значение для планирования добычи газа, реализации проектов по сжижению, которые требуют больших инвестиционных вложений на строительство заводов СПГ и инфраструктуры;

- низкая цена по сравнению с СПГ – транспортируемого по трубопроводу значительно ниже в силу своей производственной и эксплуатационной экономики, газ поставляется напрямую и гарантированно. В 2017г. стоимость природного газа поставляемого в страны дальнего зарубежья в среднем составила 5,7 долларов за 1 MBTU (один миллион британских тепловых единиц), тогда как, чтобы окупиться (затраты + прибыль) американскому сжиженному газу необходимо иметь минимальную цену 7-8 долл. за 1 МБТЕ; [15]

- новые трубопроводы не требуют капитальных затрат – построенные новые трубопроводы (и которые будут сданы в 2019г.) к основным потребителям, не будут требовать капитальных затрат в ближайшие 25-30лет;

- репутация стабильного поставщика – за 50 лет поставок природного газа европейским потребителям, зарекомендовала себя как надёжного

партнёра и поставщика газа, а прокладка новых трубопроводов в обход Украины, подверженной политическому давлению и влиянию, увеличивает стабильность поставок газа.

#### Слабые стороны:

- объёмы транспорта газа ограничены диаметром трубопровода – объём газа, поставляемого через трубопроводы ограничен диаметром трубопровода, рассчитанным на стадии проектирования и с учётом прогнозируемых потребностей потребителя. При дальнейшем возникновении больших потребностей импортёров, необходима дорогостоящая прокладка новых трубных ниток;

- затраты на обслуживание магистрального трубопровода и оборудование – трубопровод, коммуникации и соответствующее оборудование требует постоянного технического мониторинга и обслуживания, которое связано с финансовыми затратами.

#### Возможности:

- к магистральному трубопроводу есть возможность подключения других стран (расширение) – через трубопровод «Турецкий поток» возможна поставка газа в Болгарию, Сербию в 2020 году, Венгрию в 2021 году, Словакию в 2022 году ;[18]

- снижение цены газа для покупателя, при полной загруженности магистральных мощностей (привлекательность для потребителя) - при выходе новых трубопроводов на полную мощность и подключению дополнительно вышеупомянутых стран к сети, существует вероятность снижения договорных цен на поставки газа (эффект масштаба).

#### Угрозы:

- прекращение транспорта на территории третьей стороны (как в случае с Украиной) - часть газа (старые трубопроводы) транспортируется через территории третьих стран, таких как Украина, Белоруссия и Польша. Существуют угрозы политического давления и прекращение поставок газа через Украину и Польшу; [18]

- влияние внешнеполитических отношений на объёмы поставок – страны импортёры, при политических напряжённых отношениях, могут находить другие направления закупок газа;

- переход европейских стран на возобновляемые источники энергии – в развитых странах таких как Англия, Германия, Франция и другие, заложены и проходят стадию постепенной реализации программы по переходу на возобновляемые, экологически чистые источники электроэнергии, такие как сила ветра, солнечное излучение и сила морского прибоя;

- либерализация газового рынка в Европе – в связи с конфликтом России и украинской стороной (прерывание поставок газа в Европу в 2014г. на 2 недели), а также заинтересованность европейских стран в обеспечении себя безопасностью в области энергетики, европейский рынок становится всё более либеральным и принимает все усилия для диверсификации поставок газа.

Таким образом, проанализировав слабые и сильные стороны конкурентоспособности американского СПГ и трубопроводного российского газа в Европу, можно сделать заключение что основной непривлекательностью американского СПГ для Европы является его цена, на формирование которой влияет специфическая нетрадиционная система ценообразования и географическое положение США и европейских потребителей. Дополнительной слабой стороной американского СПГ является то, что европейский рынок уже занят более дешёвым (по цене) сжиженным газом других стран и традиционным трубопроводным газом, в основном норвежским и российским. Так на конец 2017г. в Европу было отгружено 65,7 млрд куб. м СПГ из которых на долю американских поставок приходилось только около 4 %, в том же 2017 г., в виде трубопроводного газа было транспортировано 423,4 млрд куб. м, доля российского газа в котором составила 44,7 % годовых поставок в Европу.[4]

Конкуренентоспособность и привлекательность российского трубопроводного газа по отношению к американскому СПГ прежде всего обусловлено историческими, долгосрочными поставками в Европу, низкой ценой по сравнению со средним значением стоимости СПГ сложившейся в данном регионе, большими запасами подтверждённых запасов, а значит возможность договариваться с импортёром на долгосрочные поставки. А также большую роль играет положительная репутация России как гарантированного поставщика энергоресурсов на международной рынке.

На европейском рынке трубопроводный газ играет ключевую роль в газовом балансе. Так, например в первом полугодии 2018 года объем потребления газа в Европе сократился на 2,6 %, при этом поставки «Газпрома» возросли на 5,7 %. Если говорить о газовом импорте СПГ в Европу (поставки компании «Газпром»), то по итогам восьми месяцев 2018 года приходится всего 12 %. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года поставки СПГ снизились на 4,5 млрд куб. м. [3] Причина известна, это азиатский рынок. При всем том, что с 1 января 2018 года по сегодняшний день цены на газ в Европе выросли почти на 20%, цена на СПГ всё равно выше. И самое главное, что цены на СПГ на азиатском рынке на одну треть превышают цены на европейском рынке. И в конечном итоге продолжается переток сжиженного природного газа с европейского рынка на азиатский. Почему мы наблюдаем рост спроса на российский газ на европейском рынке? В первую очередь благодаря снижению объемов добычи непосредственно в Европе. Среди других факторов – принятие рядом стран «программ выхода из угля». Здесь надо отметить программу до 2022 года во Франции, программу в Великобритании до 2025 года. [16] Кроме того, во Франции к 2025 году доля АЭС сократится с 70 до 50 %. Эти факторы являются системными и говорят о том, что рост спроса на российский газ носит фундаментальный характер. Поэтому можно прогнозировать дальнейшее увеличение экспортных поставок «Газпрома».

Для большинства европейских стран американский СПГ не является реальной альтернативой трубопроводным поставкам ПАО «Газпром», которые второй год подряд обновляют свои исторические максимумы экспорта в западном направлении. При текущих ценах на нефть российский газ, продаваемый в основном по цене нефтяной привязки, выигрывает в конкурентной борьбе с американским СПГ. Другими словами, европейские потребители «голубого топлива» в отличие от политиков выбирают российский газ.

### **2.2.3 Потенциальные проекты по производству СПГ в РФ**

На протяжении большей части периода активного развития ТЭК в XX веке Россия была одним из ключевых экспортеров газа на рынки регионов-соседей. Для некоторых она являлась и единственным поставщиком. Однако, если в сфере трубопроводных поставок наша страна давно утвердила свои позиции, в отрасли СПГ наша страна только начинает развиваться. Значимость сектора для экономики России подтверждена и на официальном уровне. Так, среди сформулированных в рамках «Энергетической стратегии России до 2035 года» основных направлений, целей и факторов развития отечественной нефтегазовой отрасли присутствуют и положения, относящиеся к сегменту СПГ. [23] Согласно документу, на ресурс возлагается миссия по диверсификации экспортных маршрутов, расширению присутствия на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона. Способствовать достижению поставленных задач будет активное развитие необходимой инфраструктуры. Целевые ориентиры для динамики сектора до 2035 года установлены на уровне: рост производства в 3-8 раз, рост поставок газа, в том числе СПГ, в 5-9 раз.[23]

Обратимся к анализу отрасли СПГ нашей страны. Для создания наиболее полной картины особенностей функционирования сектора

целесообразно начать с уровня компаний-участников рынка и их проектов, а затем перейти к рассмотрению специфики отрасли в целом.

Сейчас сектор СПГ нашей страны знает лишь два примера успешного создания проектов – только «Сахалину-2» и «Ямал СПГ» удалось дойти до стадии начала производства ресурса. Исторически первым начал работу «Сахалин-2», созданный корпорациями Mitsui, Mitsubishi, Shell и «Газпром» на базе соглашения о разделе продукции. Завод, мощностью 9,55 млн тонн в год начал выработку в 2009 году, однако уже по итогам 2015 года объем произведенного ресурса достиг 10,8 млн т., обозначив тем самым возможные направления дальнейшего развития проекта. [24] Так, в феврале 2018 года Главгосэкспертиза выдала положительное заключение на строительство третьей технологической линии. Запуск намечен на 2023-2024 годы, предполагается расширение терминала в 1,5 раза – до 15 млн т. в год. Более того, «Газпром» не исключает возможности создания в отдаленной перспективе и четвертой технологической линии.

Проект «Сахалин-2» реализуется в рамках одного из стратегических направлений развития компании – государственной «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа), координатором которой является «Газпром». [7][18] Так, основными потребителями СПГ с завода «Сахалин-2» являются японские и южнокорейские компании, для которых поставки с российского терминала – один из способов решения проблемы диверсификации закупок газа. В пользу заинтересованности потребителей из этих стран служит также и выгодное местоположение завода, близкое соседство государств позволяет значительно снизить расходы на транспортировку. [8]

«Некоторое время назад в планах у «Газпрома» находилось строительство еще двух экспортных СПГ-терминалов, нацеленных, соответственно, на азиатский и европейский рынки, – «Владивосток СПГ» и

«Балтийский СПГ». Однако их реализации в числе прочего помешали финансовые и технологические санкции». Первый проект, компания неоднократно откладывала и переформатировала, в частности, и по причине более приоритетного направления газопроводных поставок в Китай. Согласно последней версии, «СПГ Владивосток» будет ориентироваться на производство газомоторного топлива для заправки судов, а с ужесточением экологических требований к морскому транспорту и масштабам соседнего рынка стран АТР, новое направление развития проекта представляется оптимальным. Строительство планируется начать в 2020 году, сейчас решаются вопросы модернизации инфраструктуры подачи исходного газа. По мере прохождения различных этапов проектно-изыскательных работ и подготовки проектной документации неоднократно переносились сроки ввода в эксплуатацию завода «Балтийский СПГ». [18] Согласно последним планам компании, начало производства СПГ на терминале мощностью 10 млн т. в год намечено на 2022-2023 гг. Среди основных партнеров по реализации проекта «Газпром» называет японских партнеров, в том числе и тех, что уже имеют долю в «Сахалине-2». В качестве основных потребителей рассматриваются страны Атлантического региона, рынки малотоннажного СПГ в государствах Балтийского и Северного морей, а также, несмотря на расположение в районе морского порта Усть-Луга в Ленинградской области, страны Ближнего Востока и Южной Азии. [18]

Помимо этого, «Газпром» развивает и малые проекты. Так, на территории Ленинградской области, в бухте Дальняя порта Высоцк сейчас находится на завершающих этапах строительства комплекс по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа (СПГ) с производственной мощностью до 2 млн т. в год в районе компрессорной станции (КС) «Портовая».[18][21] Ранее работы планировалось завершить в конце 2018 года, однако в январе 2018 года «Газпром» объявил о переносе сроков на 2019 год.

С точки зрения географии комплекс имеет исключительное значение – компрессорная станция является частью газопровода Грязовец-Выборг, снабжающего потребителей северо-западной части нашей страны, а также газопровода «Северный поток». Одной из ключевых задач проекта является обеспечение автономной газификации потребителей СПГ Калининградской области, для чего будут использованы объемы ресурса, не ушедшие на экспорт, а также дополнительные резервы СПГ. Согласно оценкам экспертов 60% мощностей терминала предназначены именно для целей поставок на внутрироссийский рынок.

В том же порту Высоцк реализуется еще один малотоннажный проект мощностью 0,66 млн т. в год – «Высоцк СПГ», принадлежащий компании «Криогаз-Высоцк» («Газпромбанк» 48,9% и «НОВАТЭК» 51%). Важно подчеркнуть, что между двумя проектами, расположенными в пределах одного порта, конкуренция между ними практически отсутствует – ориентация «Портовая СПГ» по большей части на внутренний рынок, недоиспользование потенциала экспорта российского СПГ в Европу, а также растущий спрос на ресурс, особенно со стороны автомобильного и судоходного транспорта, во многом стимулируемый ужесточением международных экологических стандартов.

«Вторым функционирующим на данный момент заводом является проект «Ямал СПГ» компании «НОВАТЭК» (совместно с Total, Shell и Фондом шёлкового пути), создаваемый на базе Южно-Тамбейского месторождения. Первая очередь мощностью 5,5 млн тонн начала работу в декабре 2017 года, общая проектная мощность составляет 16,5 млн тонн в год. Емкости проекта законтрактованы на долгосрочной основе почти на 90% компаниями «CNPC», «Total», «Gas Natural Fenosa» и «Gazprom Marketing&Trading Singapore».[9][10] Важной особенностью этого проекта является тот факт, что контрольная доля принадлежала именно российским акционерам. Одним из ключевых конкурентных преимуществ «Ямал СПГ» является наличие мощной государственной поддержки: в обмен на гарантию

низкой себестоимости «НОВАТЭК» получил ряд налоговых льгот, финансирование строительства необходимой инфраструктуры, в том числе и инфраструктуры транспортировки ресурса». На 2019 год намечен запуск четвертой линии - до 1 млн тонн СПГ в год. Проектные работы по этому расширению уже завершены, а запуск намечен на конец 2019 года. [9]

Также «НОВАТЭК» реализует проект «Арктик СПГ-2», ресурсной базой которого будет являться Утреннее месторождение, расположенное по соседству с полуостровом Ямал. В 2018 году планируется завершить разработку проектной документации, в 2019 году пройти государственную экспертизу, запуск терминала намечен на 2022-2025 гг.[10] Согласно предварительной оценке компании, при создании «Арктик СПГ-2» возможно достижение почти 30%-ной оптимизации капитальных затрат по сравнению с действующим «Ямал СПГ» за счет использования уже созданной в регионе инфраструктуры, а также локализации производства. Все три технологические линии мощностью до 6,1 млн т. в год будут расположены не на континенте, а в Карском море на гравитационных платформах. Одним из партнеров «НОВАТЭК» по проекту выступает Total (10%), заинтересованность проявляют также японские и китайские компании. В отличие от «Ямал СПГ», где для получения финансирования «НОВАТЭК» был вынужден законтрактовать почти весь объем проектной мощности, новый проект предполагает также и торговлю на условиях спотовых контрактов, что вполне соответствует духу времени и способности компании адекватно реагировать на изменения в отрасли. [26] В качестве перспективного рынка сбыта выделяются страны Юго-Восточной Азии, что, как и отмечалось выше, созвучно прогнозам экспертов, выделяющих именно этот регион как один из потенциальных драйверов будущего спроса на СПГ. Одним из достоинств проекта также является относительно низкая себестоимость добычи газа, гарантирующая точку безубыточности на уровне 250 долларов США за 1000 куб. м, в то время как для многих австралийских проектов, основных конкурентов за обозначенный рынок сбыта, точка

безубыточности находится на уровне около 500 долларов США за 1000 куб. м». [9]

Сохраняют интерес к отрасли СПГ и прочие участники российского сектора ТЭК. С февраля 2013 года «Роснефть» совместно с «Еххон Mobil» ведет работу над проектом «Дальневосточный СПГ» мощностью до 5 млн тонн в год (с возможностью расширения до 10 млн т. в год), [27] месторасположением которого станет либо юг Сахалина, либо порт Де-Кастри в Хабаровском крае (пока являющийся приоритетным вариантом).

Несмотря на незначительное число терминалов по производству СПГ в нашей стране, практические рекомендации по оптимизации расходов, представленные выше, могут оказаться достаточно эффективными и для отечественных проектов. Например, в силу удаленности проектов и инфраструктуры друг от друга российские компании по большей части весьма ограничены в возможностях партнерства. Тем не менее, в регионах присутствия участников сектора ТЭК сотрудничество могло бы оказаться достаточно благоприятным для всех сторон. Об уместности и возможных выгодах совместного использования инфраструктуры для «Арктик СПГ-2» уже было упомянуто, однако синергетические эффекты в случае проектов «Газпрома» и «Роснефти» на Сахалине пока оказываются заблокированы: противоречия по ряду ключевых вопросов между компаниями пока неразрешимы, несколько раз дело доходило и до судебного процесса. К сожалению, в условиях санкционных ограничений рекомендации в области технологий не совсем применимы для сектора СПГ нашей страны – многие опции оказались просто недоступны для российских компаний. [30]

Однако обстановка невозможности использования зарубежных технологий привела к активному развитию импортозамещения и государственного стимулирования. Рассмотрим основные проявления таких тенденций и перейдем к анализу специфики функционирования отрасли СПГ в целом.

«В 2015 году на государственном уровне появилась инициатива создания единого инжинирингового центра СПГ с функциями комплексного подрядчика на всех этапах – проектирование, поставка оборудования, строительство. Основная идея, преследуемая в рамках подобной инициативы – локализация производства оборудования, которое составляет одну из наиболее существенных статей затрат при разработке проектов». Предполагалось также государственное финансирование. [23] По состоянию на май 2017 года проект находился в достаточно затруднительном положении – участники российского ТЭК не могут прийти к компромиссу. Наиболее заинтересованным участником сектора является «Газпром»: руководство компании неоднократно заявляло о готовности как минимум на первом этапе единолично участвовать в создании СПГ-центра, а в перспективе начать сотрудничество и с прочими компаниями отрасли. В качестве интернационального партнера «Газпром» рассматривает «Royal Dutch Shell», а российскую сторону может представлять один из профильных проектных институтов «Газпрома». Тем более, что подконтрольный компании ВНИИГАЗ (Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов) уже реализует проект с немецкой «Linde» по локализации производства высокотехнологичного иностранного оборудования по СПГ в России.

Сама компания «Газпром» также развивает собственные проекты по импортозамещению – в 2017 году был заключен контракт с «Криогенмашем» на разработку технологии сжижения до 100 тонн в час природного газа (примерно 0,87 т. в год), а также создание и испытание опытной установки. Предприятие уже имеет опыт производства малотоннажных и среднетоннажных установок по производству СПГ, правда, на базе зарубежных технологий. В рамках реализации заказа «Газпрома» планируется почти полная локализация производства. На научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы отведено три года, а начало опытно-промышленной эксплуатации первой установки намечено на

2020 год. Опыта применения отечественных технологий для крупнотоннажного (от 1 млн т. в год и более) сжижения газа в России пока нет. Однако в случае успеха разработки установки по производству почти 0,9 млн тонн в год станет возможным создание крупного завода – на базе нескольких технологических линий. [12]

К сожалению, затруднения в сфере технологий – не единственные проблемы, осложняющие развитие отрасли СПГ в России. Значительным испытанием, затронувшим всех без исключения субъектов нефтегазового сектора, в том числе и из нашей страны, оказалось резкое сокращение стоимости энергоносителей. Несмотря на то, что большинство экспертов все же прочат сектору СПГ устойчивое развитие в долгосрочной перспективе, ситуация смены парадигмы и трансформации условий функционирования рынка послужит существенной проверкой на прочность для компаний отрасли. Приобретенный опыт преодоления финансовых, инженерных и прочих проблем сможет стать конкурентным преимуществом участников сектора.

«Сначала мировой финансовый кризис 2008-2009 гг., затем ценовая волатильность ресурса, существующие в стране проблемы наличия доступной инфраструктуры и институциональных основ конкурентного рынка СПГ вкупе с технологическими и финансовыми санкциями привели к достаточно затяжным срокам согласования и рассмотрения новых проектов. После удачного начала с «Сахалин-2» сейчас в российском секторе СПГ наблюдается третья волна попыток запуска проектов. Большая часть из рассмотренных выше проектов неоднократно пересматривалась и пересогласовывалась, а некоторые, как например «Харасавэй СПГ» или «Штокман», приостановлены без уточнения возможных перспектив возобновления работы. Подобное затягивание чревато, во-первых, абсолютно иной рыночной конъюнктурой относительно той, в условиях которой проекты разрабатывались; во-вторых, сегодняшние динамичные темпы развития сектора СПГ в мире требуют от компаний быстроты реакции, в

противном случае, существует высокий риск упустить свою нишу и потенциальных контрагентов».

Еще одним фактором, тормозящим развитие сектора СПГ в нашей стране, является недостаточный уровень ее либерализации. Ключевым конкурентным преимуществом ресурса по сравнению с трубопроводными поставками, лежащим в основе динамичного развития отрасли в последние десятилетия, является его почти неограниченная мобильность. Поэтому трудно представить устойчивое и эффективное функционирование сектора в условиях полной монополизации газового сектора и доминирования единственной компании, в том числе, и благодаря полному контролю над инфраструктурой транспортировки. Задача преобразования институциональных основ была для отрасли назревшей и актуальной.

«Вступивший в силу 1 декабря 2013 года закон о расширении прав на экспорт стал одним из наиболее значимых событий для всей отрасли СПГ России. Помимо «Газпрома» возможность осуществлять поставки за рубеж получили компании, чья лицензия по состоянию на 01.01.2013 предусматривала строительство СПГ-завода (в Государственную Думу был внесен законопроект о переносе срока на 01.07.2014, однако документ получил негативные отзывы профильных министерств и не был принят), а также компании с долей участия государства более 50%, разрабатывающие участки недр в границах внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа, включая Черное и Азовское моря. [17] Более того, в целях устранения проблемы конкуренции между российскими поставщиками СПГ, предусмотрен особый механизм координации экспорта ресурса, обязывающий компании предоставлять в Министерство энергетики установленную законом информацию о торговых операциях».

По сути, государство не ослабило надзор за сектором СПГ, а лишь переформулировала его составляющие. Возможность осуществлять самостоятельные поставки за рубеж оказались лишены все субъекты сектора, помимо традиционного «Газпрома» такое право получили лишь «Роснефть»

и «НОВАТЭК». Для этих компаний обновление законодательства ознаменовало собой обострение конкуренции и соперничества за статус самого эффективного и высокотехнологичного игрока. К сожалению, в условиях подобного регулирования сектора оказались существенно ущемлены независимые компании и их проекты, оказавшиеся за пределами мирового рынка СПГ. Так, например, до сих пор остается лишь на бумаге «Печора СПГ» компании «Алтек».

Несколько лучше обстоят дела у другого независимого проекта – «Горская СПГ» одноименной компании. Предполагается строительство плавучего завода мощностью 1,26 млн т. СПГ, флота из 9 судов-бункеровщиков, пирса, наливной эстакады, газопровода, пассажирского и грузового терминалов порта, а также организация нескольких газовых терминалов за рубежом: в Финляндии, Германии и Швеции. СПГ-Горская планирует ввести производственный комплекс в эксплуатацию в конце 2018 г, а с января 2019 г начать продажи ресурса. Одной из предпосылок создания проекта и его стратегическим ядром является бункеровка - в Балтийском море с 1 января 2015 года вступили в силу новые правила судоходства, запрещающие использовать мазут и высокосернистое дизельное топливо.[32]

В таких условиях родилась идея создания в России бункеровочного центра, который бы вырабатывал ресурс преимущественно для заправки судов в акватории Финского залива, а также способствовал развитию российского флота, работающего на СПГ - сухогрузы-контейнеровозы, в том числе и речные, водное такси и так далее. Проект предполагает постепенную локализацию строительства судов – первые три будут созданы на базе финского оборудования, впоследствии намечен перенос производства в Россию при поддержке и обмене опытом с зарубежными партнерами.[32]

Учитывая ограничения на экспорт ресурса, руководство «Горской СПГ» разработало два варианта сбыта своей продукции. Первый, наиболее простой, предполагает заправку зарубежных судов, заходящих в российскую экономическую зону. Таким образом, услуга будет представлять собой не

экспорт, а «перемещение ценностей» и не противоречить текущему законодательству. Второй вариант подразумевает создание «роуминговой сети» с партнерами из Финляндии, Германии, Швеции, возможно, Норвегии и Польши на основе системы взаиморасчетов за услуги бункеровки своих клиентов.[32][33]

«В качестве одного из потенциальных направлений сбыта СПГ эксперты рассматривают и внутренний рынок. При этом основным потребителем может выступать транспорт: автомобильный, морской и речной, строительный, муниципальный и даже железнодорожный. Второй по степени важности получатель - население удаленных регионов (сегодня в некоторых из них уровень газификации не достигает и 10 процентов — это, например, Бурятия, Забайкальский край и Мурманская область), где ресурс способен конкурировать с другими, более дорогими видами топлива». Как упоминалось выше, некоторые проекты сейчас создаются уже с ориентацией на внутреннего потребителя – «Портовая СПГ» и «Балтийский СПГ» в числе прочего своей целью имеют поставки в Калининградскую область.

Малотоннажное производство в силу относительно более низких капитальных затрат и доступности российских технологий является наиболее оптимальной формой для создания терминалов, ориентированных на отечественного покупателя. При этом динамичное развитие рынка внутреннего потребления существенно тормозится нехваткой необходимой инфраструктуры, в первую очередь, транспортировки и регазификации, отсутствие административного содействия и необходимых объемов электроэнергии. Расширение внутреннего сбыта СПГ способно решить сразу несколько стратегических задач: во-первых, повышение уровня энергообеспеченности страны, во-вторых, улучшение экологической обстановки и, в-третьих, снижение зависимости от экспорта ресурса. Проекты на северо-западе нашей страны являются пионерами в этом направлении, которое все еще остается недооцененным.[16] Отечественные поставщики оборудования малой мощности сжижения газа в силу отсутствия

покупателей внутри России поставляют свою продукцию за рубеж, где сектор малотоннажного производства динамично растет.

Эксперты особо подчеркивают, что для сохранения конкурентоспособности своих проектов российским компаниям необходимо существенно оптимизировать затраты на всех этапах производственно-сбытового цикла ресурса от добычи и транспортировки до поставок и регазификации, а также выстроить собственную систему трейдинга. Основными причинами значительных издержек отечественных терминалов является их удаленность от ключевых потребителей (особенно для арктических проектов), высокая стоимость капитала, а также необходимость привлечения иностранных технологий и оборудования. Так, согласно оценкам аналитиков, полные затраты производства СПГ с поставкой в Бельгию к 2025 году с «Ямал СПГ» составляют более 6 долларов США за 1 МБТЕ, «Балтийского СПГ» — около 5 долларов США за 1 МБТЕ. При поставке потребителям Азиатско-Тихоокеанского региона, включая Китай, у «Ямал СПГ» затраты могут составлять более 8 долларов США за 1 МБТЕ,[15] с первых двух очередей «Сахалина-2» — менее 4 долларов США за 1 МБТЕ. Такие показатели не позволяют российским компаниям на равных конкурировать с остальными участниками рынка: например, в китайском направлении «Ямал СПГ» уступает катарскому газу, а при поставках в Европу — трубопроводному газу из Норвегии и Алжира.

Кроме того, в свете возможного ужесточения санкций особое значение обретают задачи замещения импорта в технологической сфере, а также возможности российских компаний взаимодействовать с прочими игроками мирового сектора СПГ. Конкурентоспособность российских проектов, и без того понесшая серьезный урон под воздействием санкционных ограничений остро нуждается в формировании адекватных и оптимальных институциональных основ — способствующих развитию конкуренции в отрасли, а не ее монополизации.[12]

«Развитие рынка СПГ в нашей стране далеко от завершения. Борьба за влияние, власть и ресурсы между крупнейшими игроками и её исход напрямую влияют на сроки и набор согласуемых и развивающихся проектов. Частичная либерализация, вступившая в силу в конце 2013-начале 2014 года, в значительной мере расширила возможности России как экспортера в вопросах диверсификации поставок и ценовых стратегий и в будущем способна усилить позиции страны на приоритетных рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Для всех субъектов отрасли необходимо понимать и адекватно оценивать длину инвестиционного цикла – масштабные на сегодняшний день затраты со временем могут принести значительную выгоду. Но важно не затягивать процесс и позволять рынку и проектам динамично развиваться вслед за мировыми тенденциями, чтобы окончательно не опоздать к «разделу» глобального рынка СПГ».

В рамках традиционной интегрированной схемы завод СПГ был частью более крупного проекта, включающего в себя большинство элементов производственно-сбытовой цепочки. По мере развития отрасли и технологий стали появляться качественно иные формы взаимодействия в рамках проекта – толлинговые и торговые схемы, изменились требования наличия необходимой привязки к конкретному месторождению и так далее. Все это сказывается не только на стоимости разных проектов, но и на критериях их целесообразности и окупаемости, на способах ценообразования, на основных параметрах и факторах принятия тех или иных решений в ходе согласования, одобрения и реализации.[15][35]

По мере своего развития сектор СПГ демонстрировал любопытную динамику затрат. В период 1995-2005 гг. средняя удельная себестоимость создания импортных проектов снизилась примерно в 1,5 раза, экспортных проектов – в 2 раза. Этому во многом способствовала оптимизация и совершенствование существующих технологий, а также переход накопленного опыта строительства из количества в качество. В таких условиях казались неизбежными дальнейшее снижение инвестиционной

нагрузки и решительная победа СПГ над трубопроводными поставками. Однако в следующие годы на фоне роста интереса к сектору, развития технологий и увеличения числа игроков, стоимость проектов существенно возросла – терминалы стали создаваться не только в самых эффективных местах (с точки зрения затрат на транспортировку, наличия инфраструктуры и так далее), но и там, где просто появлялся спрос, это сопровождалось ростом цен на металлы, оборудование, подрядные услуги и так далее. Экономия на масштабе за счет увеличения потенциальных мощностей технологических линий заводов и танкеров лишь отчасти компенсировала растущие издержки. Экономический кризис 2008-2009 гг., а также небольшой перерыв во вводе в эксплуатацию новых проектов дали рынку небольшую передышку, однако, как и свидетельствуют данные эмпирического исследования, следующее поколение проектов, реализуемое после 2015-2016 гг., будет характеризоваться еще более высокой себестоимостью создания. [37]

Именно в этом месте компании сталкиваются с одной из главных проблем отрасли на сегодняшний день. Увеличение стоимости проектов в условиях нарастающего дисбаланса спроса и предложения ресурса, ценовой волатильности, постепенного движения к более гибким условиям торговых соглашений и отчасти затрудненного доступа к финансированию может стать роковым «якорем» в стратегиях нефтегазовых корпораций. Как показывают данные проведенного эконометрического исследования, размер затрат, новизна проекта, реализация на базе интегрированной модели (факторы, так или иначе приводящие к более высоким рискам и себестоимости создания) являются наряду с законтрактованностью на долгосрочной основе (становящейся все менее доступной для компаний-создателей проектов) ключевыми факторами, влияющими на уровень привлеченного финансирования. Единичные компании создают проекты, используя исключительно собственный капитал, в целом, средняя доля заемных средств на рынке СПГ составляет около 70%. Более того, постепенный переход к

стандартам Базель 3, а также увеличение рискованности проектов могут ограничить доступ компаний к наиболее популярному на сегодняшний день проектному финансированию, что будет означать для компаний необходимость создавать новые стимулы и мотивы для привлечения потенциальных кредиторов. [12] [36]

Именно поэтому в этот переломный для отрасли момент на передний план в стратегиях компаний выходят вопросы оптимизации затрат на создание новых проектов, эффективность становится вопросом выживания. Конкуренция, в условиях рынка покупателей, требует от компаний сектора задействования по максимуму своих динамических возможностей для создания конкурентных преимуществ. Рынок становится все более гибким и мобильным: растут краткосрочная и спотовая торговля, снижается стоимость морских перевозок, развиваются технологии плавучих экспортных и импортных терминалов. Соответствующей гибкости и адекватности реакции требует современная конъюнктура и от компаний.

Современный этап для отрасли СПГ можно назвать одним из наиболее сложных, но и наиболее интересных за всю её историю. Это время серьезных трудностей и серьезных возможностей для всех участников рынка, требующее максимального использования своих динамических способностей. Проекты, успешно миновавшие этот период, не только обеспечат компаниям будущее присутствие на рынке, но и привнесут существенный вклад в их деловую репутацию.

### **2.3 Азиатский регион - основной рост потребления СПГ**

Импорт СПГ, за последние 2 года демонстрирует нетипично высокие темпы роста – в 2017г. рынок увеличился на 26 млн т., из них 80% пришлось на страны АТР. [4] Позитивный вклад внесли даже развитые азиатские государства – Япония и Корея, а также страны Южной Европы. Единственный крупный импортёр сжиженного газа, последние годы

сокращающий закупки СПГ для обеспечения внутреннего рынка это Египет, так, например осенью 2018г. полностью прекратил закупки газа из-за ускоренного освоения собственных запасов шельфового месторождения. По итогам 2018г. его импорт составил не более 2 млн т. по сравнению с 6 млн т. в 2017 году. [37]

Последние 2 года доля Китая в мировом потреблении сжиженного газа растёт на 3-4 % в год. Если такая динамика будет наблюдаться далее, к 2023 году страна станет крупнейшим импортёром сжиженного газа в мире, а в 2025 году на КНР будет приходиться 40% глобального потребления СПГ.

В тоже время правительство страны ввело ряд ограничительных мер касательно угля, благодаря чему с 2010 г. было отменено строительство порядка 360 ГВт угольных станций (из них 65 ГВт в 2017 г.) и столько же отложено. Однако данных действий недостаточно и привлекательная экономика использования угля, до сих пор способствует притоку инвестиций в соответствующую генерацию энергии. [15] [28]

К сожалению, пока СПГ проигрывает межтопливную конкуренцию углю и ВИЭ (возобновляемые источники энергии) как для новой, так и для действующей генерации. Для стимулирования роста спроса на СПГ Китай в течение 2016-2018 гг. активно разрабатывал и принимал новые законодательные и политические меры. К примеру, после того как снижение доли угля в общем потреблении энергии до 65% к 2017 г. было достигнуто, поставленная в плане по предотвращению и контролю за загрязнением воздуха, правительство установило новый показатель – 58% к 2020 г.[38]

В связи с этим в декабре 2017г. было принято решение о дальнейшем ужесточении экологической политике. Новым приоритетом стало замещение дисперсного угля на «чистый» уголь в рамках Программы чистого теплоснабжения (распространяется на 14 северных провинций), а также на газ.[16]

Предполагается, что благодаря эти мероприятиям потребление СПГ в Китае вырастет на 17 млн т. в 2021 г. В целом политика переключения с угля

на газ направлена на увеличение мощностей газовой генерации с 73 ГВт в 2017г. до 110 ГВт в 2020 г. Это обеспечит дополнительный спрос на голубое топливо в размере 60 млн т. в год. Исходя из баланса производства, расходования и трубопроводного импорта газа мы оцениваем дополнительную потребность Китая в СПГ в 57 млн т. к 2025г. (относительно 2017г.). [15] [17]

В развитых странах Азии, напротив сохранился сложившийся в последние годы (за исключением 2017г.) тренд на сокращение объёмов потребления газа. Япония продолжает выдачу разрешений на перезапуск атомных реакторов, что негативно повлияет на будущий спрос на газ в электрогенерации, на долю которой приходится 65% используемого в стране голубого топлива. На сегодняшний день уже 10 энергоблоков мощностью 9 ГВт успешно возобновили работу, при этом половина из них в 2018г. [16] Ещё пять соответствуют новым требованиям безопасности, оставшиеся 10 подали заявки на запуск и ожидают официального одобрения регулятора. Предполагается, что к 2025г. в эксплуатацию будут сданы ещё 25 реакторов, что приведёт к снижению импорта СПГ на 18 млн т. [5]

Второй раздел представляет собой анализ современных направлений развития и перспектив рынка СПГ. Проанализированы формирование рынка как совокупности региональных рынков сектора, также рассмотрены новые тенденции в формировании сил производства сжиженного газа. С развитие производства сланцевого газа в США, энергетические направленности кардинально поменяются, в ближайшее время. Первым этапом завоевания рынка СПГ страной, которая ещё 5 лет назад была в числе основных импортёров, стал 2016г., когда первая партия СПГ вышла с переоборудованного в производство сжиженного газа завода, и покинула причал берегов США. На сегодняшний день первые в рейтинге производители стоят Катар, на втором месте Австралия, третье место занимает Индонезия, но по прогнозам и расчётам известных аналитических групп, таких как «BP», «Shell», «VYGON Consulting» и т.д. на второе место

выйдет американский производитель, в тоже время часть авторитетного экономического сообщества в области прогнозов считает, что американский газ не займёт в экспортном балансе второе место. В настоящей работе автор опровергает это мнение и считает, что рост спотового рынка, высокие темпы экономик развитых и развивающихся стран позволят занять американскому СПГ одну из основных ролей.

### **3 Перспективы развития мирового сектора СПГ**

#### **3.1 Прогноз мирового спроса и производственных мощностей СПГ**

Во второй половине 2016 года стало известно о ряде крупных сделок, так, например компания «Exxon Mobil» приобрела контрольный пакет акций компании «InterOil», компания «BP» приобрела долю участия в проектах по разработке крупных месторождений в Мавритании и Сенегале, также инвестирование компании «Total» в «Tellurian Investments» и связанных с ним проектах в США. Примечательно, что в каждом из упомянутых случаев международная нефтегазовая компания фокусировала свое внимание на исключительно газовых или СПГ-проектах. Рынок нефти переживает сложные времена, что наравне с благоприятными прогнозами для рынка газа создает дополнительные инвестиционные стимулы.[12][16]

Повышенному интересу к СПГ служит также и растущее использование ресурса в секторе морских перевозок. В его основе два ключевых фактора. Во-первых – чистота: использование СПГ значительно сокращает выбросы оксида азота, углекислого газа, а оксида серы снижает почти до нуля. В условиях снижения Международной Морской Организацией предельно допустимого объема выбросов оксида серы с текущих 3,5% до 0,5% к 2020 году экологические параметры использования СПГ для бункеровки будут служить расширению его потребления.[16] Во-вторых – снижение стоимости ресурса, а также необходимость поиска новых рынков сбыта вынудили экспортеров способствовать проникновению СПГ в сектор коммерческих перевозок. В таких условиях многие азиатские и европейские государства-потребители ресурса стали активно развивать необходимую инфраструктуру, в частности, для обеспечения бункеровки малых судов. При этом чаще всего строительство оборудования для оказания бункеровочных услуг происходит в портах, уже оснащенных для приема СПГ, – такие проекты оказываются более привлекательны и рациональны с

точки зрения инвестирования, чем создание необходимой инфраструктуры с нуля. [33]

Анализ перспектив сектора СПГ был бы неполным без упоминания еще одного значимого события сектора ТЭК – ВИЭ. Сегодня возобновляемая энергетика, конвертированная в электричество, способна удовлетворить около 18%<sup>94</sup> мировой потребности в энергии. Тем не менее, не везде применение электричества является экономически обоснованным. Так, например, трудно будет заменить углеводороды в производствах, требующих очень высоких температур, - железо, сталь, цемент. Можно с уверенностью утверждать, что газ в худшем случае будет дополнять энергию возобновляемых источников в этой индустрии еще долгие годы. Кроме того, стоимость электрогенерации на основе газа пока остается вне конкуренции в части затрат.

Ситуация неопределенности на мировом рынке в значительной мере затрудняет процессы как долгосрочного, так и краткосрочного планирования в секторе СПГ. Усложнение взаимоотношений между контрагентами, ежегодное появление новых участников, стремительно развитие технологий вынуждают всех субъектов по максимуму использовать свои динамические способности – потенциальные способности обновляться в соответствии с изменениями во внешней среде. В условиях формирования новой парадигмы рынка больше шансов на успех у тех участников, которые не только делают вещи правильно, но и делают правильные вещи.

Безусловно, текущий уровень цен на СПГ будет обеспечивать производителям гораздо более низкие объёмы выручки, чем в прошлые годы. Усиление движения в сторону договоров с более гибкими условиями, а также дисбаланс спроса и предложения на рынке позволяют предположить, что в краткосрочной перспективе переменные издержки могут стать одной из составляющих механизма ценообразования. В этом месте может опять зародиться тенденция к расхождению котировок СПГ на региональных рынках, поскольку на цены марку Brent и цены на «Henry Hub» влияют иные

факторы, задающие иную динамику. Кроме того, мировые цены на газ сейчас находятся под давлением, что будет продолжать оказывать влияние на динамику спроса и предложения ресурса. В частности, потребители из северо-восточной Азии уже начинают пересматривать планы закупок, полагая законтрактованные объемы импорта избыточными в сравнении со спросом на ресурс. Такие тенденции несколько балансирует регулярное появление в последние несколько лет новых импортных рынков с растущими СПГ-аппетитами, однако все они ещё не до конца утвердились в качестве полноценных участников сектора, а их динамику нельзя полагать устойчивой.

Динамика спроса на СПГ в Северо-Восточной Азии остается одним из наиболее насущных для отрасли. В 2015-2016 гг. Япония и Южная Корея, два крупнейших мировых импортера СПГ, сокращали закупки ресурса, в 2017 же уже наблюдался суммарный рост поставок примерно на 6 млн т. в год. Объемы рынков этих двух потребителей настолько велики, что их отрицательная динамика способна нивелировать весь рост в регионе. Именно поэтому траектория развития рынков этих стран имеет определяющее значение не только в вопросах краткосрочного избытка предложения, но и в вопросах заключения новых долгосрочных контрактов, необходимых для развития новых проектов в секторе. В целом, возвращение к рекордным уровням потребления прошлых лет представляется слабо вероятным. Кроме того, опыт последних лет показывает, что спрос на СПГ в регионе в силу высокой конкуренции со стороны прочих видов энергоресурсов на данный момент является весьма эластичным. К тому же потребление ресурса обладает и специфическими сезонными особенностями – как правило, в четвертом квартале потребность в СПГ растет, что зачастую отражается на растущих котировках. Однако по окончании зимнего сезона высокие цены уже несколько лет подряд встречаются с возросшим предложением ресурса – запуск многих новых терминалов приходился именно на это время года (согласно планам компаний, такая тенденция может сохраниться еще

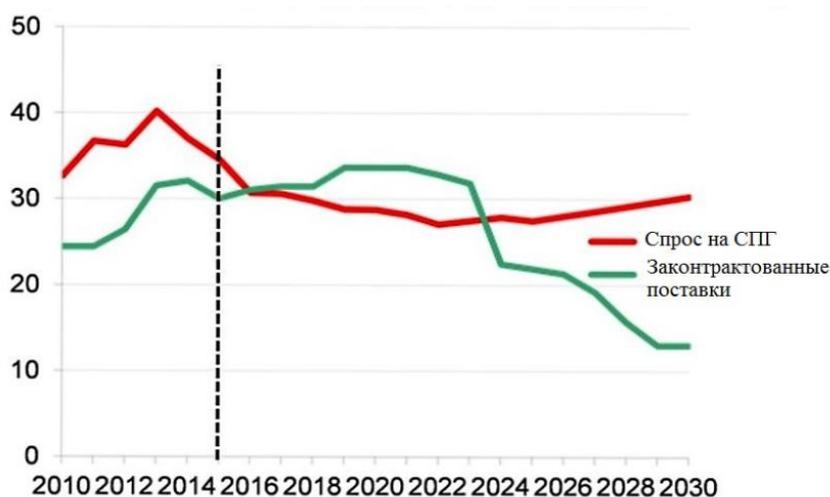
несколько лет). Поэтому многие покупатели традиционно рассчитывают в такое время на снижение цен. В условиях постоянного «догоняющих» друг друга спроса и предложения СПГ волатильность будет сохраняться на рынке.

Японские покупатели постоянно сталкиваются с неопределённостью своих потребностей и трудностями прогнозирования спроса даже на несколько месяцев вперёд. Один из факторов такой обстановки - перезапуск атомной энергетики - зависит по большей части от нормативных и законодательных вопросов. По состоянию на конец 2017 года перезапущены были только четыре атомные станции, столько же планируется открыть и в 2018 году. Неопределённость ядерного сектора влечет за собой преимущественно потребность в краткосрочном импорте. Больше проблем для прогнозирования создаёт замедляющийся темп потребления электричества в стране. Именно падение спроса на электроэнергию представляет для рынка СПГ в Японии наибольшую угрозу в ближайшие годы: страна уверенно идёт по курсу повышения энергоэффективности. Снижению спроса на СПГ способствует также и сокращение производства в ряде отраслей, например, сталелитейной промышленности. Кроме того, в стране активно развивается солнечная энергетика, вытесняя тепловую генерацию и создавая дополнительную обстановку волатильности. В ответ на среднесрочный избыток предложения и неопределённость на японском рынке, с целью хеджирования своих рисков покупатели начали реэкспорт продукции как внутри страны, так и за ее пределы. На японском рынке набирает силу такое явление, как альянсы покупателей, также обладающее значительным потенциалом хеджирования ценовых рисков и оптимизации закупок. Крупнейший из таких альянсов на сегодняшний день – JERA, объединяющий «Токуо Electric и Chubu Electric».

Активный рост спроса вплоть до 2013 года когда-то создавал перспективы бурного расширения рынка Южной Кореи. Однако конкуренция с прочими видами энергоресурсов сказалась отрицательным образом на динамике СПГ: вплоть до 2017 года объемы поставок постепенно снижались.

Однако восьмой базовый план долгосрочного спроса и предложения электроэнергии Министерства торговли, промышленности и энергетики<sup>98</sup>, опубликованный в 2017 году, продемонстрировал существенные перемены в приоритетах энергетической политики страны и сформировал достаточно благоприятные условия для рынка СПГ: прежде активное развитие новых ядерных и угольных заводов было остановлено, существующие производственные мощности, в том числе и строящиеся, были объявлены достаточными для удовлетворения потребностей страны.

Однако в Южной Корее наблюдается замедление темпов экономического роста, что также оказывает негативное влияние на спрос электричество. Периодические краткосрочные шоки (холодная погода и задержки ввода в эксплуатацию атомных электростанций) оживляют активность импортеров, но такие факторы имеют мало общего с превалирующими структурными драйверами. В силу перечисленных факторов можно предполагать, что в ближайшем будущем негативная динамика вряд ли сменится на резко положительную, скорее возможен умеренный рост. Прогнозы относительно перспектив рынка СПГ в Южной Корее представлены на следующем рисунке.



Источник: Bloomberg new energy finance H1 2016 Global LNG Market Outlook

Рисунок 9 – Прогноз динамики потребления сжиженного газа в Южной Корее

Рост потребления Тайваня, все же недостаточен для балансирования падения в Японии и Южной Корее. В условиях невысокого процента использования атомной энергетики именно импорт СПГ может стать фундаментом роста энергопотребления в стране. Кроме того, дополнительным стимулом наращивания краткосрочных и среднесрочных закупок ресурса является конъюнктура сниженных цен на СПГ.[38]

Внимание стоит также обратить и на регион Юго-Восточной Азии. Темпы экономического роста, роста населения и динамики спроса на электрогенерацию заставляют по-новому взглянуть на перспективы потребления СПГ в Малайзии, Вьетнаме, Индонезии, Филиппинах, Бангладеш, Сингапуре и Таиланде, особенно в условиях прогнозируемого периода сниженных цен.

Филиппины долгое время оставались относительно небольшим рынком газа в силу неразвитости инфраструктуры. Однако страна переживает период индустриализации, в том числе и в секторе СПГ – в 2018 году ожидается запуск регазификационного терминала Pagbilao LNG, еще несколько находятся на разных этапах согласования и строительства. [5][38]

В Бангладеш рынок СПГ активно развивается – потребность в импорте растет из-за снижения собственного производства газа. Несколько лет сдерживающим фактором являлись низкие внутренние цены на ресурс, однако в 2017 году был наконец заключен контракт с Катаром, который в 2018 году положит начало производственной деятельности первого плавучего терминала в стране – «Moheshkhali LNG» (3,8 млн т.). Проекты по созданию еще шести терминалов находятся на разных стадиях согласования и строительства.[12] [16][38]

Относительно небольшие в данный момент объемы импорта в страны Юго-Восточной Азии, согласно прогнозам экспертов, в обозримом будущем могут со временем в общем объеме приблизиться к текущему уровню закупок в Японии и способствовать решению проблемы нарастающего дисбаланса спроса и предложения. Существенное значение для проблемы

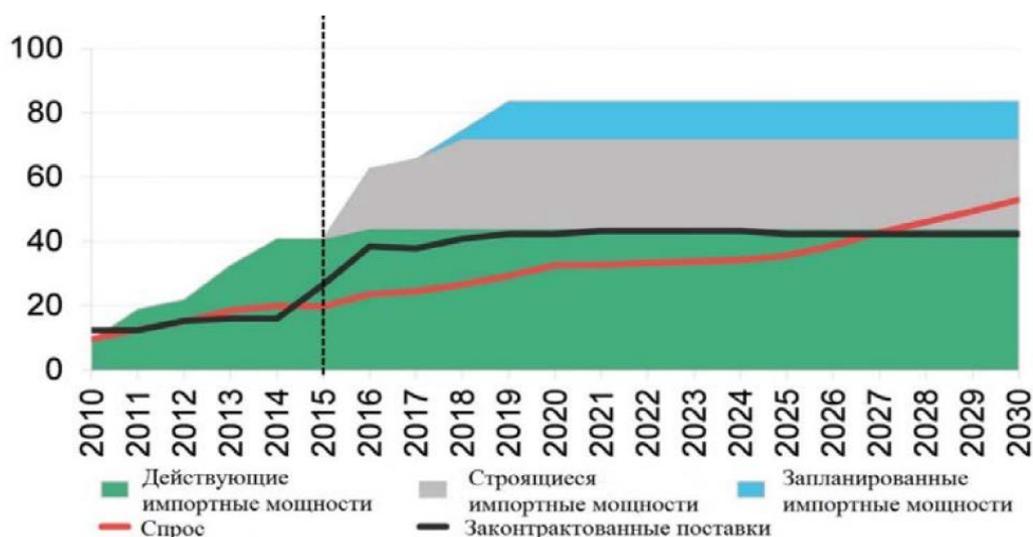
распределения нового предложения СПГ и вообще развития сектора в целом имеет значение реакция на изменения рыночной конъюнктуры двух относительно недавно сформировавшихся гигантов потребления в азиатском регионе – Индии и Китая.

В последние годы Китай активно заключал новые торговые соглашения на импорт СПГ. Способность страны принять и распределить дополнительные объемы предложения является для рынка ресурса в числе наиболее важных маркеров. Однако сейчас спрос на газ в Китае переживает непростой период на фоне макроэкономических проблем страны и реформы газовой отрасли, увеличившей внутренние цены на ресурс. В результате крупные национальные нефтегазовые компании вынуждены в срочном порядке принимать меры для минимизации возможных финансовых рисков в случае, если уровень потребления в стране не будет достаточным. В свою очередь, Национальная комиссия по развитию и реформам Китая снижает оптовые цены на ресурс в попытке простимулировать спрос. В 2015-2016 году наиболее эффективной тактикой была работа с текущими поставщиками при условии согласования более выгодных положений контрактов. Так, китайскими национальным нефтегазовым компаниям удавалось передвигать сроки поставок на более позднее время, например, откладывать летние грузы до зимних месяцев. Кроме того, корпорациям удавалось оптимизировать другие источники предложения газа. В стране снижалась добыча на некоторых месторождениях, заметно сократились трубопроводные поставки от экспортёров из Центральной Азии. Однако расширению такой оптимизации закупок препятствуют контрактные обязательства.

С другой стороны, руководство страны активно взялось за проблемы экологии – ограничения и консолидация в угольном секторе могут способствовать увеличению доли газа в структуре энергопотребления. Так, тринадцатый пятилетний план, выпущенный в январе 2017, предполагает наращивание потребления газа на 45 млрд куб. м, а сокращение потребления угля – на 189 тыс. т. Выпущенные в конце года дополнения плана

ужесточили существующие экологические меры в отношении ряда регионов и способствовали расширению импорта СПГ в страну.

В целом, прогноз экспертов относительно будущего потребления СПГ в Китае остается достаточно позитивным. Рисунок 7 демонстрирует темпы наращивания импортных мощностей, более чем в два раза, в размере около 53 млн т. к 2030 году. Со временем можно будет наблюдать расширение доли спотовых поставок, а также конкуренцию за спрос между принимающими терминалами. Такая динамика вкупе с остальными государствами региона способна компенсировать снижающийся спрос в Японии и сохранить за Азиатско-Тихоокеанским регионом положение лидера закупок и основного направления поставок нового предложения СПГ.



Источник: Bloomberg new energy finance H1 2016 Global LNG Market Outlook

Рисунок 10 – Прогноз потребления СПГ в Китае и динамики импортных мощностей

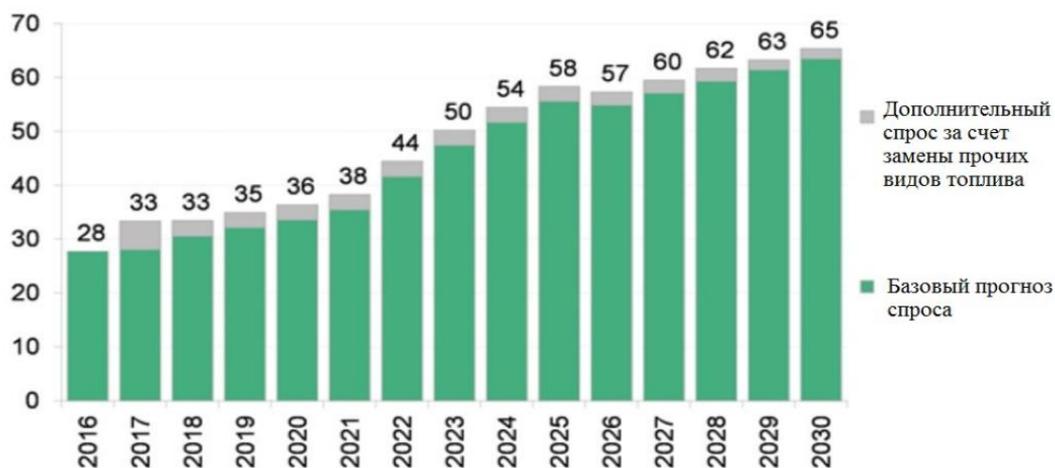
Прогнозы относительно Индии тоже достаточно оптимистичны. Спрос на СПГ в стране находится в относительно хорошем состоянии, особенно на фоне характерной для всего азиатского региона слабости экономической активности. Субсидии на импорт СПГ привели к более активной работе электрогенерирующих мощностей, работающих на газе, которые ранее скорее можно было назвать недозадействованными. [5][38] В условиях

низких краткосрочных цен индийский рынок достаточно успешно поглотил и распределил новые объемы поставок СПГ. Потребление ресурса к 2030 году может почти утроиться, равно как и более чем в два раза, согласно актуальным планам развития инфраструктуры, вырастут мощности принимающих терминалов. Основными факторами динамики закупок СПГ в Индии в краткосрочной перспективе будут разница в спотовых ценах и ценах с нефтяной привязкой, а также снижение таможенной пошлины на ввоз ресурса с 5% до 2,5%. [38]

Среди региональных рынков сектора СПГ есть и еще один, способный в будущем решать проблему нарастающего дисбаланса. За последние годы гегемония крупных импортеров постепенно стала слабеть, уступая место более мелким закупкам остальных участников рынка. Несмотря на постепенное сокращение потребления СПГ в Мексике в силу расширения трубопроводных поставок из США и Аргентины, где прогнозируется расширение добычи сланцевого газа, ресурс в регионе, согласно оценкам, будет оставаться востребованным. [15]

Немаловажную роль для будущего импорта и набирающего силу дисбаланса спроса и предложения на рынке ресурса будет играть и европейский рынок. Динамика закупок СПГ в регионе не отличается постоянством – в данный момент продолжительный период падения сменился ростом. При этом, роль Европы, как направления сбыта избыточных или "не нашедших" покупателя поставок может расширяться и в дальнейшем, поскольку прочие рынки не обладают таким потенциалом поглощения и распределения нового предложения. Прогнозы относительно будущего спроса на СПГ в регионе представлены на следующем рисунке.

### Прогноз спроса на СПГ в Европе, млн тонн



Источник: Bloomberg new energy finance H1 2016 Global LNG Market Outlook

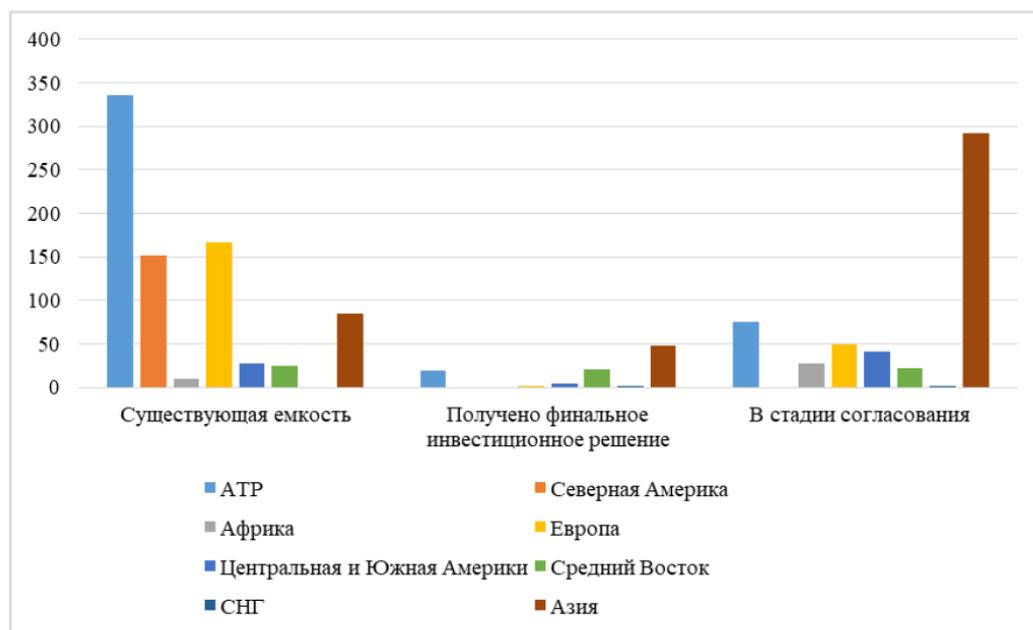
Рисунок 11 – Прогноз спроса СПГ в Европе, млн т.

Начало поставок из США в 2016 году означает возникновение нового источника предложения ресурса для Европы, особенно, если Азиатско-Тихоокеанский регион будет сохранять тенденцию к самонасыщению, а импорт из Северной Америки - свою гибкость.[38] Пока не понятна реакция трубопроводных и традиционных поставщиков СПГ на появление нового игрока: будут ли снижаться цены, а вслед за ним расти спрос; произойдет ли существенное перераспределение структуры закупок в регионе. Вообще, европейские закупки ресурса всецело зависят от уровня цены, обеспечивающей эластичность спроса. В случае сохранения конъюнктуры сниженной стоимости СПГ дополнительные объемы закупок могут быть обеспечены за счет замены других видов топлива в электрогенерации. Структура же поставщиков будет во многом зависеть от готовности основных импортеров идти на компромисс и переходить от традиционной модели долгосрочных контрактов к более гибким и рыночным аналогам.

Энергетическая политика Европейского союза во главу угла ставит гарантированность и надежность поставок ресурса, а, значит, к газу и СПГ, как ключевым источникам удовлетворения энергопотребления, будет привлечено повышенное внимание. Новые документы «Регулирование безопасности поставок газа» («Security of gas Supply Regulation») и

«Стратегия в области использования и хранения СПГ» («Strategy for Liquefied Natural Gas and Storage») апеллируют к СПГ, как к одному из источников повышения энергобезопасности региона. Как ожидается, финальная версия стратегии может, в числе прочего, предполагать и более широкое использование СПГ в Восточной и Южной Европе, где рынки менее диверсифицированы - именно с целью повышения их ликвидности. Такой шаг потребует строительства дополнительных терминалов, трубопроводной инфраструктуры, а также наличия диверсифицированного портфеля продавцов ресурса.[40]

Вопрос спроса на СПГ и импорт ресурса затрагивают также и вопросы инфраструктуры регазификации. В последние годы росту числа импортных терминалов способствуют три основных фактора. Во-первых, рост объёмов гибких сжижающих мощностей, особенно в США, увеличивает изобилие не законтрактованного предложения, которое может направиться на ранее не до конца насыщенные ресурсом рынки. Во-вторых, тот же рост терминалов по сжижению оказывает понижающее давление на цены СПГ, что делает ресурс более доступным не только для развивающихся рынков, но и для новых отраслей промышленности, и новых регионов развитых рынков. Наконец, фактор мгновенных колебаний спроса: для государств, в которых краткосрочный спрос на газ представляется относительно определённым, активно строящиеся плавучие установки регазификации и хранения могут использоваться для удовлетворения именно таких, спонтанно возникающих потребностей.[12] Подобные «гибкие» решения в виде плавучих установок зачастую создаются на базе существующего СПГ-флота, что делает их ещё более дешёвым и доступным способом создания необходимых импортных мощностей. К числу наиболее существенных ограничений ввода в эксплуатацию новых регазификационных терминалов можно отнести высокие кредитные риски развивающихся стран. Тем не менее, возрастающая роль именно этих государств в обозримом будущем будет оказывать влияние на мировой объём импортных мощностей.[17]



Источник: IGU 2018 World LNG report [Электронный ресурс]. URL: [https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World\\_IGU\\_Report\\_no%20crops.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf) (Дата обращения 10.01.2018).

Рисунок 12 – Состояние регазификационных мощностей на 2017 год, млн т.

В части перспектив развития предложения СПГ наибольший интерес представляет состояние новых проектов – находящихся на стадии строительства и на стадии согласования и получения одобрения. Согласно прогнозам экспертов, к 2020 году запуск новых производственных мощностей способен на 50% увеличить объем торговли СПГ по сравнению с уровнем 2014 года. При этом, треть из этих заводов уже начала операционную деятельность, а остальные начнут в ближайшие годы.[17]

В рамках анализа новых проектов на различных стадиях одобрения естественным образом возникает вопрос о том, какое влияние имел коллапс нефтяных цен. И эффект этот нельзя назвать разрушительным. Так, многие проекты (в частности, в США) контрактуются на основании договоров без привязки к ценам на нефть. В случае других способов ценообразования чаще всего процедуры одобрения просто затягивались – участники пересматривали планы затрат и искали пути их оптимизации. В самом деле, в начале 2015 года окончательного инвестиционного решения дожидались

проекты общей емкостью 98,8 млн тонн. [17] В итоге, этот этап прошли лишь четыре проекта общей емкостью 19,3 млн тонн, причем три из них – в США.

Только три проекта были полностью отменены – два в США и один в Колумбии. Стоит отметить, что, по оценкам экспертов, обвал нефтяных цен привел к снижению стоимости строительства СПГ-проектов в среднем на 15%<sup>101</sup>, в конечном итоге оказав на сектор весьма положительный эффект.

Большинство строящихся проектов сейчас остаются активными, более-менее без отклонений от своих графиков. Можно назвать несколько основных причин:

- Большинство подрядных компаний - инженерных, строительных, поставщиков оборудования - достаточно жестко связаны условиями контрактов и рискуют понести значительные материальные и репутационные издержки в случае серьезных отклонений от согласованных планов;

- Схожим образом, проектные компании связаны обязательствами с компаниями-поставщиками ресурса, и задержки могут привести к росту стоимости или выставлению бери-или-плати штрафов;

- Инвесторы новых проектов намерены как можно скорее запустить генерацию денежного потока для начала возмещения своих капитальных затрат. Заводы будут работать до тех пор, пока цена на ресурс превышает переменные издержки, даже если не достигается запланированные ранее уровни рентабельности и отдачи;

- Владельцы СПГ-проектов, как правило, используют длительный временной горизонт для оценки работы своих активов. Краткосрочные проблемы выручки беспокоят скорее операторов, инвесторами же и собственниками рассматриваются в перспективе 20-30 лет жизни проекта.

Тем не менее, волатильность сектора все же может сказаться на своевременном запуске проектов в силу технических и иных причин. Однако задержка работы одного конкретного завода вряд ли может существенным образом повлиять на соотношение мировых спроса и предложения СПГ.[12]

Сложнее обстоит ситуация с проектами, проходящими различные стадии одобрения. В последние несколько лет процесс получения финальной инвестиционной оценки новых проектов практически остановился: в 2016 году одобрение получили лишь два новых терминала (суммарная емкость 6,3 млн тонн), в 2017 уже только один, при этом плавучий и малотоннажный (3,4 млн тонн). Для сравнения, в 2011-2015 гг. в год получали согласование проекты общей мощностью в среднем выше 20 млн тонн. Низкие цены и слабый спрос вынуждают покупателей ресурса настороженно относиться к долгосрочным контрактам, тем более на поставки СПГ с проектов, далеких от завершения строительства – так, например, в 2017 году был заключен только один долгосрочный контракт, связанный с конкретным проектом, еще не получившим финального инвестиционного решения. Большая часть сделок (около 67%) заключалась в рамках портфельных контрактов.[17]

Такие тенденции не могут не оказывать негативное влияние на процессы принятия окончательного инвестиционного решения и согласования новых проектов, особенно масштабных. Исторически и, как будет рассмотрено в ходе исследования, эмпирически наличие значительного процента законтрактованности ёмкости будущего завода было предпосылкой успешного прохождения стадии инвестиционной оценки. С учётом текущего дисбаланса спроса-предложения на рынке этот фактор продолжает играть существенную роль, хотя обеспечивать высокий уровень гарантированности будущих поставок, а, значит, и денежных потоков, становится всё сложнее. В таких условиях наиболее привлекательными выглядят маломасштабные проекты, позволяющие максимально хеджировать риски. Большинство среди таких – плавучие проекты. С 2015 года восемь таких производственных мощностей уже активно работают (включая Пакистан и Иорданию), двадцать один проект находится на начальных этапах производственной деятельности, а шесть находятся в разработке (Fortuna FLNG в Экваториальной Гвинее, Woodfibre LNG в Канаде и Caribbean FLNG в Колумбии).[5]

В условиях текущей конъюнктуры сектора крупнейшие покупатели ресурса оказались в ситуации, когда объём поставок по текущим договорам может быть чересчур велик, поэтому они не так охотно, как прежде, заключают новые соглашения. В последние годы наиболее привлекательным и конкурентоспособным источником предложения являлись США в большей части благодаря ценообразованию Хенри Хаб. Тем не менее, сейчас, на фоне низких цен на нефть, это преимущество несколько размывается. Именно поэтому в ближайшие годы в США темпы согласования новых проектов могут снизиться. Три текущих проекта – «Freeport LNG T3», «Sabine Pass LNG T5», «Corpus Christi LNG T1-2» - прошли инвестиционную оценку в 2015 году, однако при наличии договоров на продажу с ценой, зафиксированной до стремительного снижения стоимости нефти. [15] Первые два проекта планируются к запуску в 2019 году. Несмотря на то, что ряд новых проектов прошли большую часть формальных процедур с точки зрения соответствия законодательству и получили необходимые разрешения, им все ещё предстоит решить вопросы, связанные со сбытом будущей продукции.

В целом, важно подчеркнуть, что период 2018-2019 гг. имеет особое значение для сегмента экспортных проектов в силу двух ключевых причин. Во-первых, именно на это время запланирован массовый запуск плавучих проектов по сжижению, в том числе и созданных на основе конвертации танкеров и оснащении их дополнительным оборудованием. В случае, если подобные технологии окажутся эффективными, на рынке СПГ сформируется новый вектор развития. Во-вторых, сохранение сформировавшейся в 2016-2017 гг. тенденции сравнительно небольшого числа одобрений новых проектов и снижения инвестиционной активности может привести к пересмотру планов о стремительно растущем предложении и экспортных мощностях СПГ в перспективе 10-15 лет.

Схема окончательное «инвестиционное решение – долгосрочный контракт» на поставку СПГ сейчас претерпевает кардинальные

трансформации. Проектам «старого» вида все сложнее найти инвесторов, равно как и договорам «старого» образца – покупателей. Так, контракты на поставку малого объема СПГ (менее 1 млн тонн) в 2013 году составляли всего 15% торгового оборота, а в 2016 году – уже 46%. При этом рост в большей степени обеспечен новыми импортерами и развивающимися рынками с небольшим и зачастую непредсказуемым объемом спроса. В свою очередь, доля контрактов с гибким направлением поставок в последние несколько лет нестабильна. В то время, как атмосфера рынка покупателей предполагает всю большую свободу условий контрактов, снижение активности в сфере инвестиционного одобрения новых проектов и появление новых покупателей, чей рынок еще не настолько зрел, чтобы осуществлять реэкспорт, создает для динамики отрицательные импульсы.

В свою очередь, покупатели по существующим долгосрочным контрактам по своей реакции на проблему чрезмерного предложения делятся на два типа: те, кто пытается пересогласовать условия, и те, чьего спроса на СПГ не хватает для покрытия законтрактованных объемов. Переговоры «Petronet LNG» с «RasGas» в конце 2015 года стали катализатором для целого ряда подобных событий: индийский «GAIL» и «Gazprom», «Cheniere»; тайландский «PTT» и «Shell», «BP» и другие. В рамках второй группы активную роль играют мелкие компании, как например китайские «ENN Energy», «Beijing Gas», «Jovo Group», чье присутствие на рынке расширяется в условиях чрезмерных обязательств национальных нефтегазовых компаний перед австралийскими поставщиками. Кроме того, как уже отмечалось выше, подобные риски хеджируются в рамках альянсов покупателей, формирующихся, например, в Японии и Южной Корее. Состояние сектора транспортировки ресурса также представляет собой один из ключевых вопросов будущего развития отрасли. Существующие на рынке тенденции оказывают весьма различное влияние, осложняя тем самым процессы прогнозирования динамики сектора перевозок СПГ. Так, с одной стороны, новые поставки СПГ из Австралии, России и США в 2017-2018 гг.

значительно улучшили ситуацию с избыточными транспортировочными мощностями, долгое время оказывавшими понижающее давление на стоимость перевозки ресурса. В условиях ввода в ближайшие годы в эксплуатацию около 93 млн т. сжижающих мощностей и на протяжении двух лет стагнирующего числа заказов на производство новых судов, а также постепенного устаревания и утилизации существующего флота, рынок со временем может оказаться в условиях дефицита. Кроме того, в секторе все чаще встречаются примеры использования танкеров в альтернативных целях: хранение, конвертация в плавучие установки регазификации или сжижения ресурса.

При этом новые австралийские и американские объемы СПГ в большей части направляются азиатским потребителям, что сокращает среднее мировое расстояние транспортировки. А расширяющиеся сотрудничество и объединение потребителей ресурса в вопросах морских поставок увеличивают эффективность транспортировки, тем самым сокращая на неё спрос. В целом, обстановка сниженных цен на транспортировку, характерная для последних трех лет, внесла существенный вклад в процессы повышения ликвидности и общедоступности СПГ – отсутствие необходимости фрахтовать суда на длительный срок снизило барьеры на вход, облегчив доступ для значительного числа трейдеров. Благодаря им стал активно развиваться рынок спотовой торговли, привлекая в сектор множество новых участников. Уже долгое время сектору СПГ различные аналитики прочат период переизбытка – масштабы расширения предложения будут существенно превышать возможности рынков принять растущий объем ресурса. Однако на данный момент отрасль так и не столкнулась с массовым появлением избытков СПГ. Так или иначе, рынок остается в состоянии баланса.

Аналитики отрасли не раз высказывали предположения о потенциале новых или возможных рынков. В то время, как в мире действительно существует немало возможных импортеров ресурса, лишь немногие из них в

состоянии начать закупать СПГ без значительных инвестиций в инфраструктуру. Эксперты справедливо отмечают, что среди множества проблем, сопровождающих развитие рынка в новой стране, необходимость существенных финансовых вложений является наиболее сложной и обременительной. Справится с такой задачей под силу только крупным международным нефтегазовым компаниям или компания с большим опытом в отрасли.

Сейчас ряд компаний рассматривает возможности реализации схемы «hub-and-spoke» - авиационный термин означает систему полётов из крупного аэропорта-центра в небольшие. Именно подобную модель предлагается использовать для рынка СПГ: крупный танкер будет доставлять небольшие порции ресурса либо напрямую в порт, либо на более мелкие суда. Такая модель наиболее подходит для регионов с наличием большого числа центров небольшого спроса – Индонезия, Карибский бассейн, Западная Африка. Доставка может осуществляться с регионального хаба или непосредственно из пункта первоначального предложения ресурса. Прототип подобной схемы уже существует на Ямайке – с крупного терминала Golar Arctic осуществляются поставки на мелкий Coral Anthelia посредством обмена ресурсом между двумя танкерами.

Процесс трансформации традиционной модели функционирования рынка уже идет, а факторы расширяющегося предложения ресурса, растущей неопределенности спроса со стороны крупнейших потребителей ресурса, а также технологический прогресс и эволюция СПГ-проектов формируют два потенциальных направления развития сектора:

- Коммодитизация, подразумевающая движение в сторону расширения краткосрочной торговли, повышение ликвидности и появление значительного числа новых игроков;

- Консолидация, подразумевающая переход контроля за торговлей СПГ в руки крупнейших агрегаторов – больших компаний, с крупными международными портфелями, обладающие возможностями наиболее

эффективного удовлетворения потребностей как экспортеров, так и импортеров ресурса.

Признаки развития обеих моделей неоднократно появлялись на рынке в последние годы. Так, в поддержку первого сценария говорит ряд значимых событий: покупка компанией Total части СПГ-бизнеса компании ENGIE, поглощение BG Group компанией Shell, создание Ocean LNG на базе партнерства Qatar Petroleum и ExxonMobil, формирование альянса покупателей JERA. В поддержку второго направления говорят, например, появление новых ценовых индексов в Азии – Sling Index в Сингапуре и Platt's JKM, а также растущее их применение на спотовом рынке. Или усиливающееся влияние трейдеров в процессах заключения контрактов: в 2012 г. лишь 1% договоров был подписан при участии трейдинговой компании, в 2017 г. показатель вырос уже до 24%.

Обе модели имеют равные шансы на успех в условиях современного состояния сектора СПГ. Вопрос лишь в том, станет ли какая-то одна доминировать со временем или рынок будет развиваться в условиях гибридной схемы, являющейся объединением консолидации и коммодитизации.

Настоящее время для мирового рынка природного газа является наиболее значимым и определяющим для всех его участников и экономики в целом: происходит постепенное формирование глобального рынка. Период высоких цен, замкнутого регионального развития позади, впереди совершенно иная эра. Сначала через процессы интернационализации газовый сектор перешел от локальных к региональным и макрорегиональным рынкам, закономерность развития предполагает дальнейшую эволюцию отрасли как путь интеграции этих отдельных рынков в единый. Можно говорить, что вопрос формирования глобального рынка природного газа — это не вопрос «если», а скорее вопрос «когда».

В целом, главная роль в формировании глобального рынка природного газа заслуженно отводится именно СПГ. Доступная технология,

снимающая существовавшее ранее ограничение мобильности ресурса, с каждым годом привлекает все новых участников, как со стороны спроса, так и предложения, расширяя сеть межрегиональных поставок и стимулируя развитие необходимой институциональной среды. Развитие технологий, позволяющих строить плавучие установки хранения, сжижения и регазификации ресурса, постепенное удешевление стоимости перевозок дают возможность говорить о значительном потенциале СПГ как об интеграторе региональных рынков, созданных на базе трубопроводных сетей, в единый глобальный рынок, связывающий газопроводные системы и СПГ мощности в единую инфраструктуру<sup>103</sup>. Сотрудничество компаний из разных стран в рамках реализации СПГ-проектов обеспечивает формирование институциональной основы этой инфраструктуры – трансляция региональных особенностей на мировой уровень создают совершенно новые условия функционирования и развития всех субъектов сектора. Существенную роль для выхода с локального на глобальный уровень играет и развитие межрегиональных трубопроводов, набирающее обороты, хоть и в меньших масштабах в силу географических ограничений.

Сам рынок СПГ последние десятилетия развивался циклически. На смену эпохе покупателей начала 2000х с нехваткой импортных емкостей в Северной Америке и Европе и избытком предложения в конце декады пришла эпоха продавцов с рекордными ценами на азиатских рынках. Можно ли считать это очередным витком цикла или впереди период бесконечного доминирования потребителей? Рынок СПГ, сектор ТЭК и мировую экономику в целом постоянно сотрясают события, вынуждающие не только компании, но и государства в экстренном порядке пересматривать свои стратегии. СПГ является наиболее дорогим после нефти энергоресурсом, отрасль динамично развивается, усложняется год от года, что делает долгосрочные прогнозы весьма рискованными. Безусловно, как в краткосрочной перспективе, так и в условиях более длительного горизонта планирования игрокам сектора предстоит решить большое число проблем и

задач, связанных с динамикой развития азиатских рынков, усложнением контрактных взаимоотношений, строительством и согласованием новых проектов, избыточным предложением и так далее. Некоторые из них краткосрочные, некоторые – долгосрочные, но большинство взаимосвязаны между собой и другими сферами ТЭК и мировой экономики.

В свете формирования новых тенденций и факторов будущего развития компаниям, занимающимся развитием СПГ-проектов важно понимать, как и в каком направлении менять свои стратегии. Прошлая экосистема и её правила, позволявшие привлекать кредиторов наличием большого объема законтрактованной на долгосрочной основе емкости, постепенно уходит в прошлое, вытесняясь взаимоотношениями между контрагентами, более характерными для высоколиквидного и конкурентного рынка нефти. В этом свете особую роль приобретают проблемы поиска возможного финансирования и путей оптимизации затрат по проектам: способность задействовать свои динамические возможности для адекватного реагирования на изменения волатильной конъюнктуры, безусловно, может стать одним из наиболее существенных конкурентных преимуществ компании в условиях турбулентной динамики сектора ТЭК.

### **3.2 Роль Российской Федерации в развитии рынка СПГ**

На сегодняшний день в России существуют два действующих проекта по сжижению природного газа. Один из них расположен на дальнем востоке и обеспечивает поставки СПГ, главным образом потребителям азиатского региона, второй расположен в заполярье на полуострове Ямал и экспортирует сжиженный газ в страны Европы и Америку.

В настоящее время Россия является одним из крупнейших игроков на мировом рынке энергоносителей, активно участвует в мировой торговле углеводородами и в международном энергетическом развитии. Сегодня Россия занимает первое место в мире по доказанным запасам природного

газа - 35 трлн куб. м и на втором месте по добыче «голубого топлива» - 635,6 млрд куб. м, уступая лишь США (734,5 млрд куб. м). [3] Наличие обширных газовых ресурсов – это естественное преимущество, которым необходимо эффективно распоряжаться:

- Во-первых, необходимо поддерживать стабильное развитие российского газового сектора, начиная от разведки потенциальных эффективных залежей газа, а также, не забывая про нефтегазоперерабатывающий сектор;

- Во-вторых, следует рационально использовать имеющийся газовый потенциал страны с целью развития всех отраслей экономики.

В 2017г. Российская Федерация поставила на рынок - 215,4 млрд куб. [3] м в виде традиционного трубопроводного газа, поставки осуществлялись главным образом в страны Европы и страны бывшего советского союза. Экспорт СПГ российской стороны на конец 2017г. составлял - 15,5 млрд куб. м (включая реэкспорт), что составляет 4% от общего мирового оборота сжиженного газа. Общий объём поставок газа на мировой рынок в 2017г. составляла 20,4 % от общего мирового оборота. [16]

Сегодня в России функционирует два крупнотоннажных завода по производству СПГ: «Сахалин-2» (две технологические линии суммарной мощностью 10,8 млн т. в год) и «Ямал СПГ» (три технологические линии мощностью 16,5 млн т.), занимая 8-е место в списке крупнейших игроков. [38] Кроме того, на Балтике «Газпром» реализует мало и среднетоннажные проекты, мощности которых планируется использовать в целях бункеровки судов на СПГ: завод в районе компрессорной станции «Портовая», а также производство и перегрузка СПГ в порту Высоцк.

По итогам 2018г. ожидается, что работающие заводы отгрузят 18,3 млн т. сжиженного газа по сравнению с 10,6 млн т. в 2017г., что позволит обеспечить 6% мирового спроса на сжиженный газ. [16] Из них 10 млн т. приходится на «Сахалин-2», 8,7 млн т. на проект «Ямал СПГ». На

следующем рисунке рассмотрим российские проекты по сжижению газа и поставки действующих заводов.

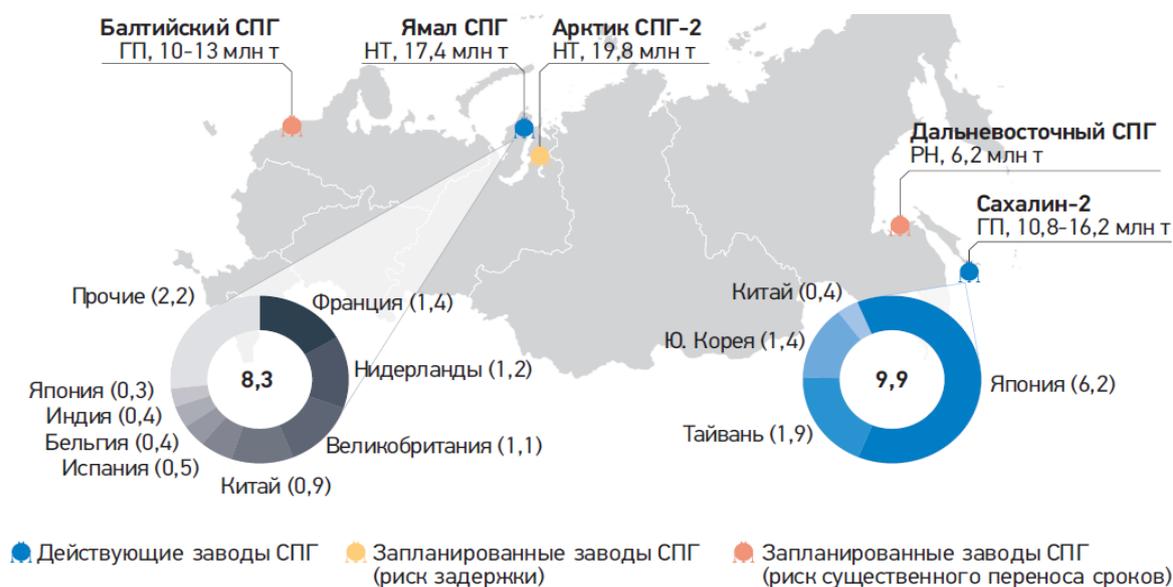


Рисунок 13 – Карта российских проектов СПГ и поставки с действующих заводов в 2018г., млн тонн.

«Проект «Ямал СПГ» реализуется на полуострове Ямал за Полярным кругом на базе Южно-Тамбейского месторождения. Оператором проекта является ОАО «Ямал СПГ», во главе с компанией ОРА «НОВАТЭК»»

«Акционерами проекта выступают концерн ТОТАЛЬ («TOTAL») с долей 20%, Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация с долей 20%, Фонд Шелкового пути с долей 9,9% акций и компания «НОВОТЭК» - основной держатель пакета 50,1% акций. Доказанные запасы месторождения по стандартам PRMS составляют 926 млрд куб. м газа. [15] Проект предусматривает ежегодное производство 16,5 млн т. в год сжиженного газа (с возможным расширением) и до 1,2 млн т. газового конденсата». Основа проекта рынок стран АТР и европейские потребители. В рамках проекта построены технологические линии СПГ, ведётся строительство четвёртой линии. В начале декабря 2018г. с терминала проекта была отгружена сотая партия СПГ, общие поставки газа с проекта «Ямал СПГ», на конец года, составляли 7,4 млн т. сжиженного газа.

На проекте «Арктик СПГ-2», возможны задержки реализации в связи с амбициозными целями компании «НОВАТЭК» по уровню локализации при строительстве завода. Недостаточный опыт производства газовых турбин и компрессоров большой мощности потребует создания технологической линии с нуля. Разработка критически важного оборудования (ГТУ, компрессоров, криогенных теплообменников) в России уже ведётся в рамках совместного предприятия «Сименс» («Siemens») и «Силовые машины», Объединённой двигателестроительной корпорации при поддержке Минпромторга, «Силовые Машины» совместно с «Линде» (Linde).[9]

Для минимизации данного риска «НОВАТЭК» в последнее время активно проводит подготовительные мероприятия: уже было объявлено несколько тендеров на поставку некоторых групп материалов и оборудования, чтобы успеть начать строительство в 2019г.

На сегодняшний день у проекта также нет подтверждённых контрактов на поставку СПГ, хотя следует отметить, что ранее компания сообщала о своей готовности принять FID и без их заключения. В пользу проекта говорит интерес иностранных инвесторов и правительства. Пока привлечение финансирования происходит по аналогичной «Ямал СПГ» схеме. Так в мае в 2018г. французская «Тоталь» («Total») приобрела в 10%-ю долю с правом на покупку дополнительных 5%. Кроме того, «Арктик СПГ-2» уже заручился правительственной поддержкой, с 2019г.[22] В конце октября 2018г. об интересе компании «Сауди Арамко» («Saudi Aramco»), владеющей вторым по размеру пакетом акций, после российской стороны, заявил министр энергетики Саудовской Аравии. Продолжаются переговоры с китайской «СиЭНПиСи» («CNPC») и японскими «Митсуи» («Mitsui») и «Марубени» («Marubeni»). [15]

Помимо планов компании «НОВАТЭК» по «Арктик СПГ-2», до 2025г. ввести новые мощности стремятся «Газпром» и «Роснефть». Приоритетные крупнотоннажные проекты «Газпрома» - расширение «Сахалин-2» (строительство 3-й линии СПГ) и строительство проекта «Балтийский СПГ».

В феврале 2017 г. исполнилось восемь лет с момента запуска первого в России завода по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2». Деятельность «Сахалин Энерджи» способствовала выходу России на перспективный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона в качестве одного из ключевых игроков. В 2017 г. доля сахалинского СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе составила более 9%, на мировом рынке — около 4%. На следующем рисунке можно увидеть структуру рынка продаж в 2017 году.

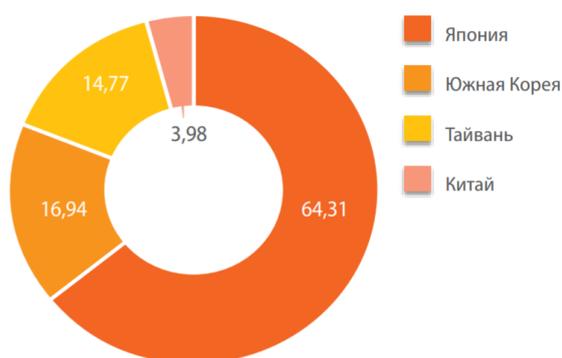


Рисунок 14 - Структура рынка продаж СПГ в 2017 году, %

К объектам производственного комплекса «Пригородное», который находится на юге Сахалина, на берегу практически незамерзающего залива Анива, относятся завод СПГ с причалом отгрузки и терминал отгрузки нефти (ТОН) с выносным причальным устройством (ВПУ), расположенным в море на расстоянии 5 км от берега. Комплекс, занимающий площадь около 420 га, включает в себя две технологические линии с проектной производительностью 4,8 млн т СПГ в год каждая. [7] Реализация Программы повышения производственной эффективности и надежности в последние годы значительно повысила производительность завода.

В декабре 2013г. состоялась встреча руководства компаний «Газпром» и «Шелл» («Shell»). В рамках этой встречи было принято решение вынести на рассмотрение совета директоров и наблюдательного совета компании «Сахалин Энерджи» вопрос о переходе к разработке проектной документации по строительству третьей технологической линии СПГ.

Окончание принятия FID (финальное инвестиционное решение) ожидается во втором квартале 2019г. после чего будет начато строительство третьей технологической линии по сжижению. В результате к концу 2023 года производительная мощность проекта увеличиться до 14,4 млн т. в год, а с учётом модернизации линии по расширению «узких мест» (которое было воплощено на второй технологической линии), производительность может увеличиться до 15 млн т. в год, что дополнит общие поставки сжиженного газа Российской Федерации в мировых поставках.[35]

Интерес к «Балтийскому СПГ» возрос в 2018г., по итогам Петербургского газового международного форума компании удалось подписать рамочное соглашение о совместной разработке технической концепции проекта «Шелл» («Shell»). В ближайшее время можно ожидать, что в проект войдут «Шелл» («Shell»), «Иточи» («Itochu») и «Митсубиши» («Mitsubishi»), таким образом что будет сформирована окончательная структура акционеров.[17]

Из преимуществ «Балтийского СПГ» стоит отметить доступность ресурсной базы: газа будет подаваться из единой системы газоснабжения. Однако судя по динамике продвижения проекта, без долгосрочных контрактов с покупателями запуск «Балтийского СПГ» может существенно запоздать относительно крайнего запланированного срока – третий квартал 2023 года.

Стоит отметить что продвижение строительства третьей очереди СПГ проекта «Сахалин-2», затягивается, из-за приоритетов инвестиционной программы компании «Газпрома» - трубопроводные проекты. Ресурсной базой для третьей линии должно послужить Южно-Киринское месторождение, разработка которого осложнена санкциями США. Соглашение о поставках газа с проекта «Сахалин-1» не заключено. Действующие технологические линии проекта работают на пределе своих мощностей, и хотя новые контракты на объёмы не заключены, но интерес со стороны покупателей к продукции есть. В отношении санкционных мер

риски минимальны, так как на проекте используется технология по сжижению компании «Шелл» («Shell»), (одного из основных акционеров), те же технологии вероятнее всего будут использоваться и на третьей линии, а также при строительстве «Балтийского СПГ».

Проект «Дальневосточный СПГ», продвигаемый компанией «Роснефть». Ресурсной базой по проекту должен стать газ с проекта «Сахалин-1», акционеры которого параллельно обсуждают продажу его «Сахалину-2». Для реализации проекта, для снижения влияния западных санкций, к проекту планируется привлечь новых партнёров (помимо «Эксон Мобил»), что может существенно затянуть реализацию проекта.[16]

В 2020г. доля российского СПГ на мировом рынке составит 7%, в 2025г., если не запустятся во время «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ», 3-я линия «Сахалин-2» и «Дальневосточный СПГ», доля России в общемировом производстве сжиженного газа снизится до 6%. Кроме того, российские проекты не успевают войти на рынок во время формирования дефицита СПГ.

В третьем разделе выполнен прогноз спроса и экспорта СПГ на глобальном рынке энергоресурсов. В ближайшие 10 лет первые места по производству сжиженного газа будет удерживаться странами Катар, США и Австралия. Основные регионы потребления, в соответствии прогнозами страны Азии, на первом месте с учётом темпов развития инфраструктуры и внутривластных интересов, развивающийся Китай. Второе место будет занимает развитая Япония, Южная Корея имеет стабильные темпы роста потребления СПГ и развитие приёмных терминалов.[17]

Отдельно в третьем разделе рассмотрено состояние российских проектов СПГ и сектора в целом. Производство СПГ, как уже говорилось в предыдущих разделах, обусловлено высоким уровнем затрат в процессе реализации, а залогом окупаемости и экономической эффективности служат долгосрочные контракты на 20 лет и более. У России есть большой потенциал, но зайти на рынок производства СПГ с новыми проектами необходимо уже в ближайшие 2-3 года, в период создания дефицита товара,

что будет затруднительно в последующие годы из-за быстро строящихся проектов в США и Австралии.

## **4 Реализация программы социальной ответственности на примере компании «Сахалин Энерджи»**

### **4.1 Проактивный подход к КСО при реализации СПГ- проектов**

Проактивный менеджмент – основа эффективного управления организацией в современных условиях. В условиях ограниченного платежеспособного спроса, жестокой конкуренции и постоянно повышающегося объема производства различных товаров и услуг руководству предприятия для обеспечения устойчивого функционирования и эффективного развития фирмы необходимо использовать качественно новые подходы к управлению. Одним из таких подходов является проактивный менеджмент. Использование руководством организаций концепции проактивного управления в режиме реального времени – это залог выживания их предприятия сегодня, когда «бизнес со скоростью мысли» перестал быть привилегией единичных компаний.[39]

Сегодня термин «проактивность» широко используется в различных науках: управление персоналом, информационные технологии, психология, менеджмент и т.д., что и объясняет множество его трактовок. Проактивная компания – компания способная изучать себя и окружающую среду и изменяться, чтобы обеспечить упреждающее развитие по отношению к динамике потребностей клиентов и вызовам конкурентов на основе баланса интересов всех участников рынка.[39]

Отсутствие проактивности – подчинение внешним условиям в большей мере, чем внутренним стремлениям считается на западе серьезным недостатком. Исследователи в этой области пришли к выводу, что гораздо больше в жизни добиваются именно проактивные люди. Реактивные же, как правило, «плывут по течению», доверяясь обстоятельствам, а не изменяя их в свою пользу. Поэтому руководство любой западной компании старается собрать у себя как можно больше проактивных людей, так как проактивные

люди могут не только вывести вперед себя, но и помочь выбиться вперед своей компании.

Предусмотреть и предотвратить – основные принципы проактивного управления. Целью реактивного управления является реакция на существующие у фирмы проблемы и разработка мероприятий, не допускающих их повторения. Проактивное же управление направлено на предотвращение возникновения проблем.

Проактивная компания имеет ясные цели, миссию, видение и руководящие принципы, гибкую организационную структуру. Основой проактивного управления является признание и анализ ошибок, осуществление корректирующих воздействий по результатам анализа, свобода выбора, способность к самообучению, сильный корпоративный дух. Проактивная компания – это, как правило, обучающаяся организация.

Деятельность компании «Сахалин Энерджи» в сфере корпоративной социальной ответственности (КСО), можно абсолютно охарактеризовать как деятельность с проактивным характером. Деятельность компании направлена на реализацию корпоративной стратегии укрепления общественного положения и имиджа компании и осуществления ее хозяйственной деятельности в соответствии с принципами устойчивого развития и с этическими нормами ведения бизнеса. КСО составляет неотъемлемую часть производственно-хозяйственной деятельности и стратегических планов развития «Сахалин Энерджи».

Корпоративная социальная ответственность распространяется на всю деятельность «Сахалин Энерджи». Управление вопросами КСО основано на миссии, видении и ценностях компании. Практические аспекты отражены и утверждены в ряде корпоративных документов компании, общий вид системы корпоративной социальной ответственности представлен на следующем рисунке.[7]

## Система управления КСО «Сахалин Энерджи»



Рисунок 15 – Система управления КСО компании

Российские компании относят к КСО свои производственно-экономические, социальные и экологические мероприятия, предусмотренные законодательством, а также совокупность дополнительных программ и обязательств перед персоналом и обществом. Ряд компаний принимает дополнительные обязательства сверх законодательного минимума в соответствии с собственными стратегическими и региональными приоритетами и корпоративной культурой. К числу таких компаний относится и «Сахалин Энерджи», которая ведет деятельность в соответствии с международными стандартами в области КСО. В мире существует множество организаций и стандартов в области экологической и социальной ответственности. Ведущими среди них являются Глобальный договор ООН, Глобальная инициатива по отчетности в области устойчивого развития (GRI), Директива по раскрытию нефинансовой информации Совета Европы,

стандарты Международной финансовой корпорации, стандарты ISO и ряд других.[7]

Среди международных стандартов, применяемых «Сахалин Энерджи», основными являются:

– стандарты ISO (экологический менеджмент, управление качеством, охрана труда и здоровья, социальная ответственность); [7]

– стандарты и директивы Европейского союза и Организации Объединенных Наций (окружающая среда, права человека, коренные народы и др.);

– стандарты Всемирного банка и Международной финансовой корпорации (системы управления, оценка рисков и воздействия, биоразнообразие, здоровье населения, культурное наследие, коренные народы, недобровольное переселение, взаимодействие с заинтересованными сторонами, механизмы рассмотрения жалоб и пр.);

– стандарты GRI (нефинансовая отчетность, взаимодействие с заинтересованными сторонами).[7]

#### Заинтересованные стороны компании



Источник: «Сахалин Энерджи» Годовой отчёт об Устойчивом развитии 2017г. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/e84/2017-Sustainable-Development-Report\\_RUS.pdf](http://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/e84/2017-Sustainable-Development-Report_RUS.pdf)

Рисунок 16 – Заинтересованные стороны компании

На приведённом рисунке можно увидеть, что работа Компании по реализации КСО охватывает большой круг заинтересованных сторон как внешних, так и внутренних. Компания принимает, что в процессе своей деятельности в рамках реализации проекта на территории присутствия, она влияет и отвечает за интересы местного населения, а также коренных малочисленных народов. С момента основания «Сахалин Энерджи» взаимодействует с коренными малочисленными народами Севера (КМНС) Сахалинской области. КМНС представляют собой особую группу заинтересованных сторон, для которой вопросы уважения прав человека, промышленной и экологической безопасности, сохранения традиционной культуры и экономической деятельности имеют первоочередное значение. «Сахалин Энерджи» учитывает это как в рамках своей производственной деятельности, так и при реализации социальных программ.[7]

Компания обеспечивает реализацию интересов своих акционеров, кредиторов, работает с органами местной власти, проводит работу со своими прямыми покупателями. Также компания работает с общественными организациями, международными организациями.

Важными направлениями взаимодействия являются: – сотрудничество с японскими заинтересованными сторонами — властями острова Хоккайдо, объединениями рыбопромышленников и другими заинтересованными группами Хоккайдо — в вопросах сохранения биоразнообразия и готовности к ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

#### **4.2 Оценка реализации КСО в рамках проекта «Сахалин-2»**

Оценка реализации КСО компании «Сахалин Энерджи» в рамках проекта «Сахалин -2» проводится на основе освещения деятельности компании в прессе, на основе используемых компанией стандартов, практик

и процедур, а также на основе годового отчёта об Устойчивом развитии за 2017г.

Отчет информирует о выполнении Компанией планов добычи нефти и производства СПГ при соблюдении всех требований безопасности, о структуре рынка продаж СПГ и нефтяной смеси в 2017 году. Представлены финансово-экономические показатели, подтверждающие значение проекта «Сахалин-2» для Российской Федерации и Сахалинской области. Содержатся сведения о проектах развития, инициативах в рамках Программы непрерывного совершенствования. Освещается система корпоративного управления, ее основные принципы, подходы и элементы, а также состав, задачи и полномочия органов управления Компанией. Приведена организационная структура Компании. Представлены сведения о политике устойчивого развития «Сахалин Энерджи» и управлении в сфере КСО. Содержится описание систем управления охраной труда и окружающей среды, социальной деятельностью, рисками, а также в области противодействия коррупции. Анализируется вклад Компании в достижение Целей устойчивого развития ООН (ЦУР), представлены цели, задачи, примеры деятельности, проекты и программы «Сахалин Энерджи», соответствующие конкретным ЦУР.[7]

Отчет компании содержит сведения о системе управления взаимодействием с заинтересованными сторонами, основных подходах и результатах в этой сфере, регламентирующих документах, включая Кодекс деловой этики, Политику устойчивого развития и другие документы. Освещается процесс взаимодействия с заинтересованными сторонами в рамках подготовки Отчета. Подробно раскрыты подходы к управлению персоналом, кадровая политика Компании. Показана система и инструменты внутренних коммуникаций. Представлены каналы взаимодействия Компании с внешними заинтересованными сторонами, включая партнеров по международному и региональному сотрудничеству, а также население Сахалинской области, включая коренные малочисленные народы Севера.

Сообщается о работе сети информационных центров, а также открытых встречах по обсуждению значимых для населения вопросов деятельности Компании, как, например, строительство третьей технологической линии завода СПГ. [7] Содержится информация о реализации мероприятий, направленных на поддержку и развитие сотрудничества с покупателями. Широко представлена работа с подрядчиками и поставщиками в части соблюдения ими норм и стандартов ответственного ведения бизнеса, включая требования в отношении охраны труда и окружающей среды, социальной деятельности, противодействия взяточничеству и коррупции, прав человека, сообщается об организации обучения по внедрению деловой этики, социальных и экологических принципов в практику подрядчиков. Отчет информирует о деятельности совместных с органами власти Сахалина рабочих органов и проводимых ими мероприятиях. Освещается участие представителей Компании в международных и российских мероприятиях по широкому кругу вопросов, в том числе связанных с проблематикой устойчивого развития.[7]

В области сохранения окружающей среды, в отчете представлена информация о системе и инструментах управления экологическими воздействиями, включая производственный экологический контроль, программы повышения компетенций персонала Компании и подрядных организаций, мониторинг состояния окружающей среды и сохранения биоразнообразия. Отмечается наличие сертификатов о соответствии системы управления требованиям международных стандартов ISO-14001, OHSAS-18001, а также корпоративных стандартов по охране атмосферного воздуха и управлению энергопотреблением, водопользованию, управлению отходами. [7] В динамике приводятся валовые и удельные экологические показатели. Описана работа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Результаты отражены в показателях энергопотребления Компании и удельного энергопотребления по видам деятельности, которые даются в динамике. Сообщается о деятельности

по учету и контролю выбросов парниковых газов, соответствующие показатели представлены в динамике. Сообщается о продолжении работы в рамках Плана мероприятий по замене оборудования, содержащего озоноразрушающие вещества, в соответствии с требованиями «Монреальского протокола». Указаны общие затраты на охрану окружающей среды и их структура в отчетном году. Перечислены направления экологического мониторинга и мероприятия по сохранению биоразнообразия. Сообщается о сотрудничестве с экологическими организациями. Рассматриваются вопросы предотвращения аварийных разливов нефти и обеспечения готовности к ликвидации их последствий, отмечено отсутствие подобных происшествий в 2017 г. [7]

Тема прав человека, как заявлено, является приоритетной для Отчета за 2017 год. В Отчете освещен комплексный подход Компании к соблюдению основных прав человека посредством включения стандартов в области прав человека в нормативные документы и контракты, использования механизмов рассмотрения жалоб, внешнего и внутреннего контроля соблюдения прав человека. Содержатся сведения об обеспечении трудовых прав сотрудников при приеме на работу, обучении, вознаграждении и социальной защите. Сообщается о реализации проектов, которые способствуют соблюдению прав коренных этносов, сохранению и развитию родных языков. [7] Представлены результаты работы с жалобами и обращениями от персонала компании и внешних заинтересованных сторон. Сообщается о проведении обучающих курсов и информационных сессий в области прав человека для сотрудников Компании и подрядных организаций. Отчет информирует об усилиях Компании по продвижению лучших практик в области прав человека на местном, национальном и международном уровнях, а также участии в разработке новых стандартов и политик в области прав человека.

Принципы и подходы Компании в области социальных инвестиций и устойчивого развития территории присутствия соответствуют Стратегии

социальных инвестиций. Характеризуется система управления благотворительной деятельностью и социальными инвестициями. Указаны ключевые направления реализации проектов, которые определены в ходе консультаций с общественностью. Сообщается о регулярном проведении внутреннего мониторинга проектов социальных инвестиций и организации один раз в два года независимой внешней оценки. [7] В описании долгосрочных социальных и благотворительных проектов содержится информация о партнерстве Компании с региональными и местными органами власти и некоммерческими организациями, в том числе представляющих интересы КМНС, и участия сотрудников и представителей местного населения в их реализации. Приводятся показатели числа участников и расходов по ряду программ и проектов, общая сумма расходов на внешние социальные программы в отчетном году, а также ориентиры в сфере социальных инвестиций Компании в 2018 году. Включена информация о проведении независимой оценки социальных программ Компании в 2017 году. [7]

В целом Отчет «Сахалин Энерджи» достаточно полно освещает деловую практику Компании, построенную на принципах корпоративной социальной ответственности и устойчивого развития, содержит сведения, подтверждающие интеграцию этих принципов в стратегию и системы управления на всех уровнях. Отчет содержит развернутые сведения о корпоративной политике, регламентах, стандартах и процедурах контроля, обеспечивающих реализацию этих принципов в деятельности Компании. Представлен значительный объем показателей, отражающих достигнутые в отчетный период результаты по экономическим, социальным, экологическим аспектам деятельности и оказываемых Компанией воздействиях на общество и окружающую среду. При подготовке Отчета использовались стандарты отчетности в области устойчивого развития Глобальной инициативы по отчетности (GRI), что обеспечивает преемственность информации различных отчетных циклов, а также

сопоставимость с отчетами других компаний. Отчет содержит информацию о конкретном вкладе Компании в достижение Целей устойчивого развития ООН, наиболее значимых для Компании. Заявлено также об учете рекомендаций Европейской Комиссии по нефинансовой отчетности, включая методологию и показатели раскрытия информации в соответствии с Директивой по раскрытию нефинансовой информации Совета Европы. Отчет об устойчивом развитии за 2017 год – девятый отчет Компании, что подтверждает последовательность в развитии процесса нефинансовой отчетности и приверженность Компании принципам прозрачности и открытости.

## **Заключение**

Повышенный интерес к сектору СПГ сегодня позволяет говорить об актуальности поставленных вопросов. Настоящее диссертационное исследование представляет собой комплексное изучение современных тенденций и факторов развития мирового рынка СПГ как одного из наиболее привлекательных и динамично развивающихся сегментов ТЭК. В условиях волатильности нефтяного сектора, форсирования развития и использования энергии возобновляемых источников именно рынок СПГ является точкой роста среди традиционных, невозобновляемых ресурсов. Этот сегмент ТЭК привлекает к себе интерес потенциалом роста, впечатляющими технологическими достижениями, но более прочего, что и отражает собой проведенное исследование, – периодом коренной смены парадигмы, реакцией субъектов сектора на происходящие изменения, а также тем мощным глобализационным импульсом, который ускорил и преобразил буксовавшие прежде процессы трансформации мирового рынка природного газа в глобальный.

В рамках диссертационного исследования разработан широкий круг теоретических и практических вопросов, относящихся к разным уровням функционирования отрасли. Выбранная схема анализа как на уровне рынка, так и на уровне проектов позволила наиболее полно и глубоко изучить присущие сектору СПГ особенности и факторы развития.

Первый раздел представляет собой анализ этапов развития рынка СПГ, с начало зарождения и до сегодняшних дней. Также проанализированы мировые запасы природного газа, а также с разбивкой по региональным признакам. В разделе также проанализированные региональные производители СПГ, их потенциал по обеспечению сжиженным природным газом, а также основные регионы потребления газа.

На уровне анализа проектов теоретическая сторона исследования представлена на основе систематизации мирового опыта создания и

реализации СПГ-проектов типология. СПГ-проекты не только отражают актуальные тенденции, но и во многом формируют их. Являясь по большей части основой трансляции региональных особенностей функционирования сектора на мировой уровень, процессы реализации проектов СПГ участвуют в формировании новой парадигмы развития рынка. Кроме того, шаги, предпринимаемые компаниями в ответ на вызовы сектора, также способны создавать новые тенденции и направления развития рынка: активная реализация плавучих проектов сжижения, регазификации и хранения ресурса привела к появлению новых групп импортеров и рынков сбыта.

Для импортных проектов СПГ помимо общих для всех проектов факторов функционирования особую роль играют институциональные параметры принимающей стороны: законы, регулирующие конкуренцию, наличие открытого доступа и так далее.

Современное разграничение производителей, импортёров СПГ, а также регионов по географическому признаку, на сегодняшний день, с учётом глобализации мирового газового рынка, подвергается сомнению.

Второй раздел представляет собой анализ современных направлений развития и перспектив рынка СПГ. Проанализированы формирование рынка как совокупности региональных рынков. С развитием производства сланцевого газа в США, энергетические направленности кардинально меняются, в ближайшее время. Первым этапом завоевания рынка СПГ США, которая ещё 5 лет назад была в числе основных импортёров, стал 2016г., когда первая партия СПГ вышла с переоборудованного в производство сжиженного газа, завода «Сабине Пасс» («Sabine Pass»). На сегодняшний день первые в рейтинге производители стоят Катар, на втором месте Австралия, третье место занимает Индонезия, но по прогнозам и расчётам известных аналитических групп, таких как «BP», «Shell», «VYGON Consulting» и т.д. на второе место выйдет американский производитель, в тоже время часть авторитетного экономического сообщества в области прогнозов считает, что американский газ не займёт в экспортном балансе

второе место. В настоящей работе автор опровергает это мнение и считает, что рост спотового рынка, высокие темпы экономик развитых и развивающихся стран позволят занять американскому СПГ одну из основных ролей.

Три из существующих региональных рынков являются на данный момент законодателями тенденций. Они же внесли наибольший вклад в то, как именно сейчас функционируют и развиваются мировой рынок природного газа и СПГ, как его часть. Эти рынки можно представить следующим образом: рынок Северной Америки – конкурентная и ликвидная система ценообразования на хабах; рынки Великобритании и континентальной Европы – канонический пример демонополизации отрасли и основы долгосрочных контрактных отношений соответственно; Азиатско-Тихоокеанский регион – технологические инновации и развитие форм торговли.

В третьем разделе выполнен прогноз спроса и экспорта СПГ на глобальном рынке оборота энергоресурсов. В ближайшие 10 лет первые места по производству сжиженного газа будет удерживаться странами Катар, США и Австралия. Основные регионы потребления, в соответствии прогнозами страны Азии, на первом месте с учётом темпов развития инфраструктуры и внутривластных интересов, развивающийся Китай. Второе место будет занимает развитая Япония, Южная Корея имеет стабильные темпы роста потребления СПГ и развитие приёмных терминалов, поэтому будет замыкать тройку, несмотря на появление новых игроков, в этом сегменте, темпы роста развития в этих странах не предусматривают большой динамики в потреблении газа.

Отдельно в третьем разделе рассмотрено состояние российских проектов СПГ и сектора в целом. Производство СПГ, как уже говорилось в предыдущих разделах, обусловлено высоким уровнем затрат в процессе реализации, а залогом окупаемости и экономической эффективности служат долгосрочные контракты на 20 лет и более.

У России есть большой потенциал, но зайти на рынок производства СПГ с новыми проектами необходимо уже в ближайшие 2-3 года, в период создания дефицита товара, что будет затруднительно в последующие годы из-за быстро строящихся проектов в США и Австралии.

Географическое расположение и ресурсная база нашей страны весьма благоприятны для развития этого сегмента ТЭК, однако для успешной реализации проектов необходимо фундаментальное реформирование сектора, предполагающее полную, а не частичную либерализацию сектора (в первую очередь, демонаполизацию торговли), ориентация не только на внешние, но и на внутренние рынки сбыта, а также развитие собственных технологий.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Регазификационные терминалы Японии

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Kansai Sakai LNG Terminal	Kansai Electric Power	6.40	420 000	2005
Senboku II LNG Terminal	Osaka Gas	15.30	1 765 000	1972
Shin Sendai LNG Terminal	Tohoku Electric Power	1.50	100 000	2015
Kyushu Electric - Tobata LNG Terminal	Tokyo Gas	6.80	480 000	1977
Chugoku Yanai LNG Terminal	Chugoku Electric Power	2.40	480 000	2011
Chubu Yokkaichi LNG Terminal	Tokyo Gas	7.10	600 000	1987
TEPCO Sodegaura LNG	Tokyo Electric Power Company	29.40	1 600 000	1973
Shimizu Sodeshi LNG Terminal	Tokyo Gas	1.60	337 000	1996
Chubu Joetsu LNG Terminal	Chubu Electric Power	2.30	540 000	2012
Chita LNG Terminal	Chubu Electric Power	12.00	640 000	1983
Chita LNG Joint/Chita Kyodo LNG Terminal	Tokyo Gas	8.00	560 000	1977
Chita Midorihama Works LNG Terminal	Toho Gas	8.30	6 000 000	2001
TEPCO Futtsu LNG Terminal	Tokyo Electric Power Company	16.00	1 110 000	1985
Nippon Hachinohe LNG Terminal	JX Nippon Oil and Energy	1.50	280 000	2015
Saibu Hibiki LNG Terminal	Saibu Gas Co Ltd	3.50	360 000	2014
TEPCO Higashi-Ohgishima LNG Terminal	Tokyo Electric Power Company (TEPCO)	14.70	540 000	1984
Osaka Gas Himeji LNG Terminal	Osaka Gas	13.30	740 000	1979
Hokkaido Ishikari LNG Terminal	Hokkaido LNG	1.40	590 000	2012
Chubu-Kawagoe LNG Terminal	Chubu Electric Power	7.70	840 000	1997
Negishi LNG Terminal	Tokyo Gas	12.00	940 200	1969

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Регазификационные терминалы Китая

Наименование терминала	Компания оператор	Мощность, млн т. в год	Объём резервуаров, куб. м	Год введения
Guangdong Dapeng LNG Terminal	CNOOC	6.80	640 000	2006
Putian Fujian LNG Terminal	CNOOC	5.00	640 000	2008
Shanghai Yangshan LNG Terminal	CNOOC	3.00	495 000	2009
Rudong Jiangsu LNG Terminal	CNPC	6.50	680 000	2011
Liaoning Dalian LNG Terminal	CNPC	6.00	480 000	2011
Dongguan LNG Terminal	JOVO Energy	1.50	170 000	2012
Ningbo Zhejiang LNG Terminal	CNOOC	3.00	480 000	2013
Zhuhai LNG Terminal	CNOOC	3.50	6 400 000	2013
Tianjin FSRU LNG Terminal	CNOOC	2.20	60 000	2013
Hebei Tangshan LNG Terminal	CNPC	3.50	640 000	2013
Qingdao (Shandong) LNG Terminal	SINOPEC	3.00	640 000	2014
Hainan Yangpu LNG Terminal	CNOOC	2.00	320 000	2014
Tianjin (Onshore) LNG Terminal Phase 1	CNOOC	3.50	60 000	2017
Guangxi Beihai LNG Terminal	CNPC	3.00	480 000	2016
Tianjin (Sinopec) LNG Phase 1	SINOPEC	2.90	360 000	2017
Shenzhen Diefu CNOOC LNG Terminal	CNOOC	4.00	640 000	2017
Guangdong Shenzhen	CNPC	3.00	280 000	2017
Yuedong (Jieyang) LNG Terminal	CNOOC	2.00	480 000	2017

## Список публикаций магистранта

1. Научная статья «Влияние внешних политических отношений на производство СПГ в Российской Федерации», XXII Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр»; проходившая с 3 по 7 апреля 2018г., ТПУ;

2. Научная статья «Анализ эффективности программы КСО компании «Сахалинская Энергия»», публикация в сборнике статей XIX международной научно-практической конференции «Вопросы управления и экономики: современное состояние актуальных проблем» на сайте <https://internauka.org/>, дата публикации 22.01.2019 г.;

3. Научная статья «Прогноз предложения на мировом рынке сжиженного газа» публикация в сборнике статей XIX международной научно-практической конференции «Вопросы управления и экономики: современное состояние актуальных проблем» на сайте <https://internauka.org/>, дата публикации 22.01.2019 г.

## Список использованных источников:

1. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. /О.Б. Брагинский / -М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006
2. Бармин И.В. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра
3. И.В Бармин, И.Д. Кунис // . –М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009
4. Электрэнергетика. Сайт для поставщиков <https://energybase.ru>
5. Макарова, Ю.В. Ключевые особенности организации экспортных СПГ-проектов. / Ю.В. Макарова // Экономика и предпринимательство. - 2016. - №6. – С. 756-762
6. Немов В.И. Мировая промышленность сжиженного природного газа: история формирования территориальной структуры / В. И. Немов // Региональные исследования. – 2012. – № 4. – С. 133-141.
7. Интернет-сайт компании «Сахалин Энерджи» [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.sakhalinenergy.ru> Вомывом
8. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals // Global LNGInfo.-January 2014.-URL: <http://www.globallnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>
9. Интернет-сайт ОАО «Новатэк» [Электронный ресурс].-URL: <http://www.novatek.ru>
10. Ямал СПГ. [Электронный ресурс].-URL: <http://yamallng.ru>
11. Макарова, Ю.В. Анализ современного состояния российского сектора СПГ. / Ю.В. Макарова // Экономика и предпринимательство. - 2016. - №11. – С. 1018-1022.
12. Макарова, Ю.В. Энергетическая стратегия России в области экспорта нефти и газа: фактор избыточных транспортировочных мощностей. / Ю.В. Макарова // Региональная экономика: теория и практика. – 2018. - №4. (Т.16) – С. 695-710.
13. Wheatstone LNG Project Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.projectconnect.com.au>

14. «Через 5 лет конкуренция на рынке СПГ обострится, решения о строительстве новых заводов надо принимать уже сегодня» – VYGON Consulting [Electronic resource]. -URL: <http://vygon.consulting/pressroom/news/1506/>
15. Эксперты VYGON Consulting оценили систему регулирования топливного рынка [Electronic resource]. -URL: <http://vygon.consulting/pressroom/news/1377/>
16. Причины стагнации внутреннего спроса на газ – в новом исследовании VYGON Consulting [Electronic resource]. -URL: <http://vygon.consulting/pressroom/news/1232/>
17. Поддержке ВИЭ на розничных рынках посвящено новое исследование VYGON Consulting [Electronic resource]. -URL: <http://vygon.consulting/pressroom/news/880/>
18. Интернет-сайт ОАО «Газпром» [Электронный ресурс].- URL: <http://www.gazprom.ru>
19. U.S. Energy Information Administration Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.eia.gov>
20. Интернет-сайт компании «Штокман Девелопмент АГ» [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.shtokman.ru>
21. Глобальная энергетика и устойчивое развитие. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / под ред. В.В. Бушуева, В.А. Каламанова. -М.: ИД «Энергия»,2011
22. ПАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]. -URL: <https://www.rosneft.ru>
23. Эксон Нефтегаз Лимитед. [Электронный ресурс]. -URL: <https://www.sakhalin-1.com>
24. Проект Печора СПГ. [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.pechoralng.com>
25. Журнал Компаративный Менеджмент. [Электронный ресурс]. -URL: <https://www.cfin.ru/press/management/2000-3/14.shtml>

26. Bloomberg new energy finance H1 2016 Global LNG Market Outlook  
<https://about.bnef.com/lng-outlook/>
27. Компания Shell [Электронный ресурс]. -URL: <https://www.shell.com.ru>
28. LNG project database [Electronic resource]. // The Independent Natural Gas Information Site. -URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>
29. Касаткин Р.Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики / Р. Г. Касаткин. - М.: ЛКИ, 2008.
30. Нефтегаз.ру [Электронный ресурс]. -URL: <http://neftegaz.ru>
31. Qatar Tribune [Electronic resource]. -URL: [www.qatar-tribune.com](http://www.qatar-tribune.com)
32. Новости энергетических компаний и поставщиков в реальном времени [Электронный ресурс]. URL: <https://energybase.ru>
33. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals // Global LNGInfo.-January 2014.-URL:  
<http://www.globallnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>
34. Газета Коммерсант №47(6285) Полоса №7 [Электронный ресурс]. URL:  
<https://www.kommersant.ru/doc/3579110>
35. Газета Коммерсант Толинг приносит все больше проблем и все меньше прибыли [Электронный ресурс]. URL: [ttps://www.kommersant.ru/doc/113367](https://www.kommersant.ru/doc/113367)
36. World Energy Outlook 2010, International Energy Agency, Paris, 2011.  
Сибгатуллина Л.Р. Тенденции развития мировой торговли сжиженным природным газом: статья // Вестник Государственного университета управления. 2007.
37. Касаткин Р.Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики / Р. Г. Касаткин. - М.: ЛКИ, 2008. – 104 с.
39. Гейтс Б. Бизнес со скоростью мысли. Изд. 2-е, исправленное – М.: изд-во ЭКСМО-Пресс, 2001.
40. «Требования к субъектам хозяйственной деятельности по учету выбросов парниковых газов в рамках климатической политики Российской Федерации» [Electronicresource].-  
URL:[http://www.meteorf.ru/upload/iblock/666/Korepanova\\_Clim\\_Week\\_2017](http://www.meteorf.ru/upload/iblock/666/Korepanova_Clim_Week_2017).