

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ «МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ИНСТИТУТ МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ (УНИВЕРСИТЕТ)
МИНИСТЕРСТВА ИНОСТРАННЫХ ДЕЛ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ»

На правах рукописи

Жувакин Дмитрий Юрьевич

**Роль и перспективы Российской Федерации
на мировом рынке сжиженного природного газа**

Специальность (08.00.14) – Мировая экономика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
член-корреспондент РАН,
доктор технических наук,
профессор Салыгин В.И.

Москва – 2014

Содержание

Введение.....	3
Глава I. Современное состояние и тенденции развития мирового производства СПГ.....	10
1.1. Этапы развития мирового рынка СПГ.....	11
1.2. Региональная структура мирового производства СПГ.....	16
1.3. Роль инноваций и технологий в развитии рынка СПГ.....	56
Глава II. Конкурентные позиции Российской Федерации на мировом рынке СПГ.....	72
2.1. Основные импортёры СПГ.....	72
2.2. Состояние и перспективы развития регазификационных терминалов....	96
Глава III. Перспективы развития производства СПГ в РФ.....	126
3.1. Современное состояние производства СПГ в РФ.....	126
3.2. Потенциальные проекты по производству СПГ в РФ.....	133
3.3. Прогноз развития спроса и предложения СПГ.....	151
Заключение.....	158
Список источников и литературы.....	161
Приложения.....	183

Введение

Актуальность темы исследования. В настоящее время сжиженный природный газ (СПГ) играет всё более заметную роль на мировом рынке углеводородов. Рост потребления СПГ обусловлен не только отсутствием или дефицитом собственных энергетических ресурсов в отдельных странах и регионах, но и, прежде всего, значительными преимуществами СПГ перед другими энергоносителями. Во-первых, для осуществления поставки сжиженного природного газа нет необходимости строить и обслуживать систему газопроводов, в том числе в труднодоступных районах. Основным преимуществом СПГ является возможность транспортировать его на большие расстояния по морю, осуществлять трансокеанские поставки и реализовывать на рынках с наиболее привлекательными ценами. Это особенно актуально для России, которая стремится укрепить энергетическую безопасность и диверсифицировать экспорт российского газа. Во-вторых, сжиженный природный газ характеризуется более высоким качеством по сравнению с трубопроводным. Это обусловлено тем, что в процессе сжижения происходит очистка газа от вредных примесей и сернистых соединений, поэтому на выходе получается практически чистый газ с высоким содержанием метана. В-третьих, СПГ является наиболее экологически чистым из углеводородных источников электроэнергии.

Сегодня мировой рынок сжиженного природного газа развивается очень быстрыми темпами. Появляются новые экспортёры и импортёры, совершенствуются технологии сжижения газа, применяются наиболее современные инновационные решения и разработки в области транспортировки и хранения СПГ, наращиваются производственные и регазификационные мощности, модернизируется флот танкеров-газовозов. В последнее время среди производителей на мировой рынок СПГ вышли Россия (2009г.), Перу (2010г.) и

Ангола (2013г.), «молодыми» импортёрами можно считать страны Ближнего Востока (Кувейт, ОАЭ), Таиланд и Сингапур (2014г.).

В России развитие нефтегазовой отрасли является стратегическим направлением. В нашей стране сосредоточена пятая часть мировых запасов газа¹. Россия обеспечивает около 20%² экспортных поставок этого энергоносителя (включая сжиженный газ) на мировом газовом рынке. Выход на рынок СПГ открывает Российской Федерации доступ к новым возможностям: диверсификация экспортных поставок, современные технологии и усиление позиций на мировом рынке углеводородов. Более того, учитывая высокую зависимость нашей страны от экспорта энергоресурсов, исследование текущего состояния и основных тенденций развития мирового рынка сжиженного природного газа является актуальной темой, а изучение роли и перспектив России в сфере производства и экспорта СПГ приобретают особое значение.

Степень разработанности темы. Исследованию мирового рынка СПГ и его отдельных сегментов (экспорт, импорт, условия хранения, возможности транспортировки и др.) посвящён ряд работ российских и зарубежных авторов. В работах таких зарубежных исследователей, как Пол Гриффин, Барри Келлер, Джон Лейтон, Эдвард Мэсон, Людвиг фон Мизес, Фредерик Миллер, Ховард Роджерс, Ламберт Серхоун, Вирджиния Торндайк, Майкл Тузиэни, Джон Хагедорн, Гордон Ширер подчёркивается растущее значение сжиженного природного газа на современном этапе экономического развития общества, описываются факторы, стимулирующие рост потребления СПГ, а также оценивается роль технологий и инновационных разработок, в том числе, и с точки зрения теории отраслевых рынков.

¹ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013.

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

² Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013.

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Труды российских авторов по данной тематике немногочисленны. Например, в работах таких исследователей как Александров В.А., Бармин И.В., Брагинский О.Б., Касаткин Р.Г., Кириллов Н.Г., Кунис И.Д., Резер С.М. рассматриваются технологии и опыт сжижения газа, которыми обладает Россия на современном этапе, способы его транспортировки и хранения, а также сферы применения этого энергоносителя.

Большое влияние на автора оказали работы Д.Ергина, Н.А.Симонии, Т.А.Митровой и С.З.Жизнина.

Однако, по мнению автора, существует мало работ, в которых были бы обобщены тенденции мирового рынка СПГ, а также проведено определённое сопоставление региональных рынков сжиженного газа, включая оценку их текущего состояния, развития спроса на импортный СПГ и перспективы этих рынков.

Теоретической и методологической основой исследования послужили работы зарубежных и российских специалистов, посвящённые анализу конъюнктуры мировых товарных рынков, проблемам и перспективам развития мирового газового рынка.

Информационная база исследования. Для подготовки диссертации были использованы аналитические и статистические материалы крупнейших международных организаций и компаний, как Международное энергетическое агентство, ВР («БиПи»), «Газпром», государственных институтов, в том числе Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (Federal Energy Regulatory Commission), Оксфордского института энергетических исследований (Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Великобритания), Энергетической комиссии Калифорнии (California Energy Commission, США), информация официальных сайтов СПГ-проектов и/или компаний-операторов этих проектов, а также данные специализированных энциклопедий, статей, обзоров и изданий как российской, так и зарубежной прессы.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационной работы является определение роли и оценка перспектив Российской Федерации на мировом рынке сжиженного природного газа.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решались следующие задачи:

- Охарактеризовать современное состояние и тенденции развития мирового производства СПГ;
- Определить этапы развития мирового рынка СПГ;
- Охарактеризовать региональную структуру мирового производства СПГ;
- Определить роль инноваций и технологий в развитии рынка СПГ;
- Выявить конкурентные позиции Российской Федерации на мировом рынке СПГ;
- Дать оценку основным импортёрам СПГ;
- Охарактеризовать состояние и перспективы мировых регазификационных мощностей;
- Дать оценку современному состоянию производства СПГ в РФ;
- Охарактеризовать потенциальные проекты по производству СПГ в РФ;
- Дать прогноз развития спроса и предложения СПГ.

Объект исследования. Объектом исследования выступает мировой рынок сжиженного природного газа.

Предмет исследования. Предметом исследования является текущее состояние и основные тенденции мирового рынка СПГ на современном этапе развития. При этом особое внимание уделяется российским проектам по производству СПГ, оценкам, прогнозам и перспективам их дальнейшего развития.

Научная новизна диссертации заключается в выявлении особенностей и закономерностей состояния и основных тенденций развития мирового рынка сжиженного природного газа комплексном подходе к анализу, на основе которых

автор делает прогноз на период до 2030г. и представляет оценку текущей и потенциальной роли Российской Федерации в сфере производства и экспорта СПГ. В рамках исследования были получены и выносятся на защиту следующие наиболее существенные научные результаты:

- Определена и обоснована взаимосвязь между развитием производства и инфраструктуры рынка СПГ и появлением новых продавцов и покупателей исследуемого продукта, диверсификацией мирового рынка сжиженного газа и системы взаимодействия его основных игроков, что позволило осуществить периодизацию и определить ключевые этапы развития мирового рынка СПГ;
- Выявлены основные текущие тенденции развития мирового рынка СПГ (увеличение масштабов рынка, появление новых производителей и потребителей СПГ, усиление конкуренции и увеличение открытости рынка, совершенствование и активное внедрение новейших технологий сжижения газа, хранения и транспортировки СПГ, увеличение регазификационных мощностей и др.);
- Определены факторы, оказывающие непосредственное влияние на развитие рынка СПГ, в том числе на рост интереса к этому энергоносителю в мире и увеличение мощностей по производству СПГ;
- Определены закономерности влияния экономических кризисов и природных катастроф на развитие мирового рынка СПГ, что выражается в снижении спроса на этот вид топлива в одних регионах и его рост – в других, при этом совокупный мировой спрос на СПГ продолжает увеличиваться;
- На основе представленного количественного и качественного анализа рынков основных стран и регионов, импортирующих СПГ, оценены их потенциальные возможности и спрос на этот энергоноситель в будущем;

- Раскрыта специфика механизма функционирования мирового рынка СПГ, дана оценка роли технологий в области сжижения природного газа, хранения и транспортировки;
- Определена роль и перспективы России на мировом рынке СПГ на современном этапе и охарактеризованы потенциальные российские СПГ-проекты и возможность их реализации.

Практическая значимость работы состоит в том, что изложенные в ней основные тенденции и закономерности развития мирового рынка СПГ и представленные прогнозы могут быть использованы российскими нефтегазовыми компаниями при определении стратегических приоритетов, формировании инвестиционных программ, разработке и реализации СПГ-проектов. Концепции и практика организации СПГ-производств за рубежом, применение тех или иных технологий сжижения, хранения и транспортировки сжиженного природного газа, наиболее современных инновационных решений могут внести вклад в выработку наилучшего подхода к созданию заводов по производству СПГ и соответствующей газовой инфраструктуры в Российской Федерации. Это, в свою очередь, поможет реализовать наиболее эффективные российские СПГ-проекты, получить наибольшую выгоду, укрепить энергетическую безопасность и позиции страны на мировом газовом рынке.

Кроме того, изложенные материалы, выводы и комментарии будут использоваться в учебном процессе при чтении курсов по соответствующим дисциплинам.

Реализация и апробация результатов исследования. Основные результаты исследования нашли отражение в пяти опубликованных научных работах, в исследовательской работе Центра стратегических исследований и геополитики в области энергетики МИЭП МГИМО (У) МИД России, а также используются на кафедре международных проблем топливно-энергетического комплекса МИЭП

МГИМО (У) МИД России при преподавании курсов специализации для студентов бакалавриата и магистратуры.

Структура работы определена исходя из целей и задач исследования. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы и источников, приложений. Иллюстративно-справочный материал представлен таблицами и рисунками.

Глава I. Современное состояние и тенденции развития мирового производства СПГ

В 2012г. мировые запасы природного газа составили 187,3 трлн. куб. м³. По оценке экспертов этих запасов должно хватить на 55,7 года⁴ для обеспечения потребностей человеческого общества на современном этапе развития, тогда как всего десятилетие назад, в 2001г., этот срок составлял 67 лет⁵. Снижение показателя связано с ростом потребления природного газа во многих отраслях экономики. Как следствие увеличивается добыча природного газа, растут объёмы международной торговли этим видом топлива.

С развитием международной торговли газом и мирового газового рынка производство СПГ начинает играть всё более заметную роль, имея ряд преимуществ. Основное преимущество СПГ заключается в возможности транспортировать сжиженный газ на танкере-газовозе в любую точку мира, тогда как сетевой газ - только по маршруту трубопровода. Гибкость транспортировки СПГ делает его более ликвидным товаром и создает условия для создания полноценного независимого механизма ценообразования на природный газ. СПГ характеризуется более высоким качеством и безопасностью по сравнению с традиционным газом. Кроме того, технологии сжижения постоянно развиваются, и себестоимость СПГ будет в дальнейшем снижаться.

Исследуя мировой рынок СПГ на основе теории отраслевых рынков (industrial organization), можно заметить, что в своем развитии он во многом проявляет закономерности, отмечаемые в рамках указанной теории. "Взаимодействуя с решением проблем экономического выбора и принятия оптимизационных решений в условиях различных рыночных структур, теория

³ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁴ Natural Gas. // BP Review by Energy Type 2013. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013/review-by-energy-type/natural-gas/natural-gas-reserves.html>

⁵ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013.

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

отраслевых рынков позволяет рационально трактовать многие проблемы развития отраслевых рынков"⁶. Поскольку основным объектом теории отраслевых рынков является исследование механизма, приводящего производственную деятельность в возможно более полное соответствие со спросом на товары и услуги, автор рассматривает производство СПГ как ответ на вызов, исходящий от покупателей природного газа, которые предпочитают более гибкий и удобный вариант поставок «голубого топлива». Аналогичный подход о соответствии производства и спроса используется и в работе Пахомовой Н.В. и Кнута Рихтера, посвященной теории отраслевых рынков⁷. В настоящее время экспорт сжиженного газа превышает 327 млрд. куб. м, составляя 32% международной торговли газом, и в перспективе его доля будет увеличиваться⁸.

Описывая ключевые тенденции мирового рынка сжиженного газа, основные регионы производства и оценивая роль технологий на современном этапе, автор считает необходимым в начале работы дать краткие сведения о том, что собой представляет сжиженный газ, и как зародилась торговля этим видом топлива.

1.1. Этапы развития мирового рынка СПГ

Сжиженный природный газ (СПГ, англ. LNG – liquefied natural gas) – природный газ, искусственно сжиженный путем охлаждения в среднем до -161°C (около -260°F) для облегчения хранения и транспортировки. Объем природного газа в жидком состоянии в 600 раз меньше, чем в обычном, при этом его удельный вес в два раза меньше веса воды⁹.

Сжиженный природный газ обладает следующими свойствами¹⁰:

⁶ Лебедев О.Т. Экономика отраслевых рынков. /О.Т.Лебедев/ -СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2009. -с.3

⁷ Экономика отраслевых рынков и политика государства: Учебник/Н.В. Пахомова, К.К. Рихтер.— М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2009. — 815 с.

⁸ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013.
URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁹ Сжиженный природный газ. // Пресс-центр ОАО «Газпром».
URL: <http://www.gazprom.ru/press/spotlight/liquefied-natural-gas/>

¹⁰ Marine Transportation of LNG.pdf, с.4. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation.
URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

- метан около 95%, небольшое содержание этана, пропана, бутана, азота и др.;
- без цвета и запаха;
- не токсичный и не канцерогенный;
- плотность в газообразном состоянии почти в два раза меньше плотности воздуха;
- может храниться и перевозиться в изотермических контейнерах/резервуарах при нормальном атмосферном давлении.

СПГ воспламеняется при смешении с воздухом в нормальных условиях при объемной доле метана от 5 до 15%¹¹. В случае небольших выбросов или разливов СПГ достаточно быстро испаряется. Поскольку СПГ представляет собой криогенную жидкость, то любой контакт с не криогенными материалами приводит к их порче и распаду; попадание СПГ на кожу вызывает криогенные ожоги.

Имеющиеся данные дают возможность выделить следующие **этапы развития мирового рынка СПГ**:

Первый этап (последняя треть XIX века - 30-е годы XX века).

Первый этап характеризовался началом опытного производства СПГ и отсутствием его коммерческого использования. История СПГ начинается в XIX веке, когда британский химик и физик Майкл Фарадей (Michael Faraday) начал проводить эксперименты по сжижению разных видов газов, в том числе и природного газа. В 1873г. немецкий учёный Карл Вон Линде (Karl Von Linde) создал первую компрессорную холодильную машину в Мюнхене. Первая опытная установка по сжижению газа была построена в Западной Виргинии (США) в 1912г. и пущена в эксплуатацию в 1917г.

¹¹ Marine Transportation of LNG.pdf, c.5. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation. URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

Второй этап (1940-1950-е годы).

Второй этап можно выделить как период, когда уже началось промышленное производство СПГ, его коммерческое использование и транспортировка. Первый завод для промышленного производства СПГ на коммерческой основе был построен в 1941г. в г. Кливленд, штат Огайо (США). 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. 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.

Третий этап (1950- первая половина 1980-х годов).

Третий этап характеризовался уже началом масштабной международной торговли СПГ, началом становления и диверсификации мирового рынка СПГ. В 1961г. между Великобританией и Алжиром был подписан пятнадцатилетний контракт на поставку СПГ, начиная с 1965г., для исполнения которого в 1964г. в Алжире запускается первый в мире завод по крупнотоннажному сжижению газа. В результате Великобритания становится первым мировым импортёром СПГ, а Алжир – экспортёром. В следующем году аналогичный контракт заключается с Францией.

После удачного опыта Великобритании началось строительство заводов по сжижению газа и приёмных терминалов как в странах Атлантического, так и Тихоокеанского региона. Так, в США в 1971-1980 гг. было построено четыре приёмных терминала: «Лейк Чарльз» («Lake Charles»), «Эверетт» («Everett»), «Эльба Айленд» («Elba Island») и «Ков Пойнт» («Cove Point»).

Первый в мире завод СПГ в арктических широтах «Кенаи Пенинсьюла» («Kenai Peninsula Plant») на Аляске заработал в 1969г., и США начали экспорт сжиженного газа в Японию. В 1970г. с ливийского завода по сжижению газа в г. Марса-Эль-Брега начинаются поставки в Испанию, впоследствии и в Италию. В 1972г. после введения в эксплуатацию завода в Лумуте Бруней стал крупнейшим производителем СПГ в Азии. В настоящее время сжиженный газ с этого завода поставляется в Японию и Южную Корею. Именно с этого периода европейский и азиатский рынки СПГ начинают бурно развиваться.

В 1972г. между Соединёнными Штатами Америки и Алжиром подписывается двадцатилетний контракт на поставку газа. Уже в 1979г. импорт СПГ в США достиг более 7 млрд. куб. м¹². Впоследствии рост добычи газа непосредственно в США и разногласия по ценообразованию с Алжиром, единственным поставщиком сжиженного газа, привели к снижению импорта СПГ в США и расторжению подписанного договора. В результате терминалы «Эльба Айленд» и «Ков Пойнт» были законсервированы в 1980г., а загрузка терминалов «Лейк Чарльз» и «Эверетт» была низкой.

Четвертый этап (вторая половина 1980-х годов - настоящее время).

Переход к четвертому этапу определили существенное развитие диверсификации направлений поставок СПГ и постепенное становление Восточной Азии как главного региона - покупателя СПГ в масштабах мировой экономики. Несмотря на отмеченные выше снижение загрузки и консервацию ряда терминалов, в Азии спрос на СПГ продолжал увеличиваться. На мировом

¹² Introduction to LNG. // Bureau of Economic Geology: Center for Energy Economics.
URL: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/Ing/LNG_introduction_06.php

рынке появляются такие новые импортеры, как Малайзия (1983г.), Южная Корея (1986г.) и Австралия (1989г.). К 1984г. Япония становится крупнейшим импортером, на которого приходится 72% мирового импорта СПГ¹³.

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.

В 1999г. начинает действовать завод по сжижению газа на острове Тринидад. Интерес к СПГ продолжает расти, в том числе и в США, которые возобновляют работу двух законсервированных приёмных терминалов «Эльба Айленд» и «Ков Пойнт». С 2000г. производство сжиженного газа запускается в Омане, поставки СПГ идут в Южную Корею. В 2000-х годах мировой рынок СПГ активно развивается и расширяется. В 2001г. было экспортировано уже 143 млрд. куб. м¹⁴ сжиженного газа. Основными поставщиками стали Индонезия, Малайзия, Алжир и Катар, а крупнейшим потребителем – Япония. С 2001г. по 2012г. это показатель увеличился в 2,3 раза, составив 328 млрд. куб. м¹⁵. К четвёрке основных экспортёров добавились Австралия, Тринидад и Тобаго, Нигерия, Россия и ряд других государств. Крупнейшим импортёром по-прежнему остаётся Япония.

Для оценки перспектив развития мирового рынка сжиженного газа автор предлагает подробно рассмотреть мировое производство СПГ на современном этапе, а также оценить роль технологий по его хранению и транспортировке, которые сегодня стали основой развития мирового рынка сжиженного природного газа.

¹³ Significant Events in LNG History. // California Energy Commission. URL: <http://www.energy.ca.gov/lng/index.html>

¹⁴ BP Statistical Review of World Energy 2002.xls. URL: www.tsl.uu.se/uhdsg/Data/BP_Stat_2002.xls

¹⁵ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

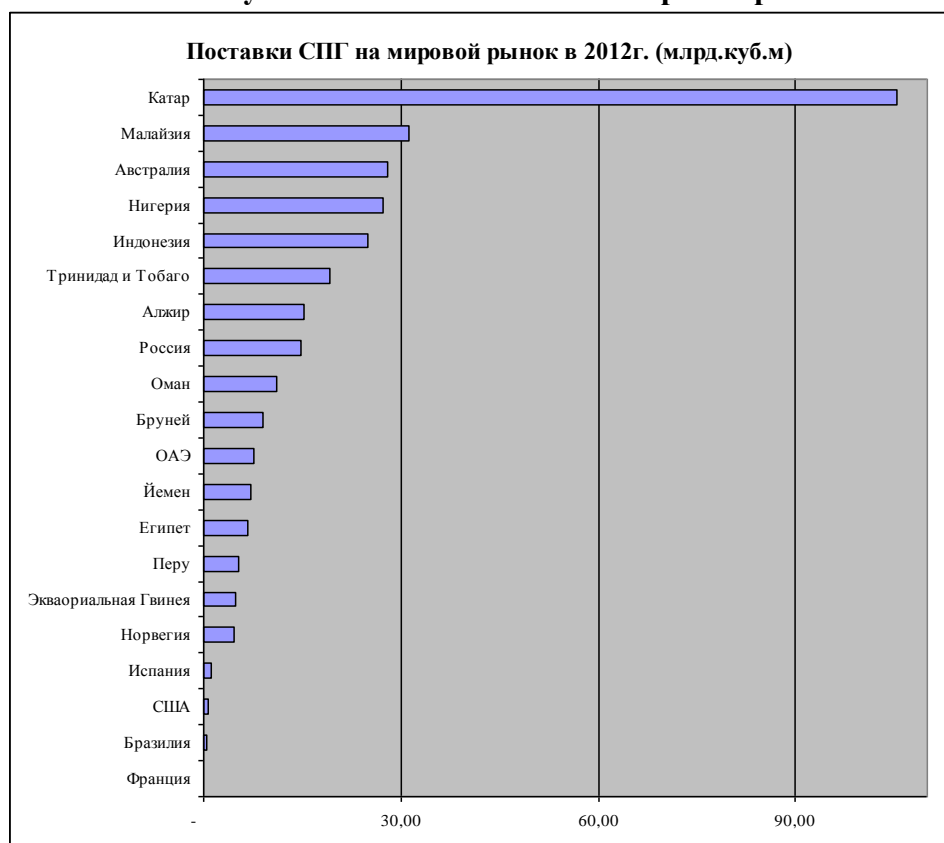
1.2. Региональная структура мирового производства СПГ

В настоящее время производство сжиженного природного газа является одним из перспективнейших направлений развития современного мирового рынка газа. По оценке американской компании «Семпра Энерджи» («Sempra Energy») необходимые инвестиции в организацию производственно-сбытовой цепочки СПГ от первой до последней стадии составляют 7-14 млрд. долл. США¹⁶. На её начальном этапе особое значение приобретает объём запасов природного газа, которым обладает страна, регион или конкретное месторождение, а также наличие производственных мощностей. Наиболее сложным и дорогостоящим звеном в этой цепочке является завод по сжижению газа, на который по газопроводам поставляется добываемый газ. Завод по производству СПГ является «сердцем» целого комплекса технических средств, которые образуют единую технологическую цепочку: газодобывающие скважины, газосборная сеть, газопроводы, линии по сжижению газа, танкеры-газовозы, экспортные и импортные приёмные терминалы, регазификационные линии.

Сегодня крупнейшие мощности по производству СПГ сосредоточены в Азиатско-Тихоокеанском регионе, АТР (Индонезия, Малайзия, Австралия) и на Ближнем Востоке (Катар). В последнее время наиболее динамичное их расширение наблюдалось именно на Ближнем Востоке (в Катаре), однако постепенно в лидеры может выйти и Австралия.

¹⁶ About LNG. // Sempra Energy Company. URL: <http://www.sempralng.com/pages/About/History.htm>

Рисунок 1. Поставки СПГ на мировой рынок



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013.

Благодаря введению дополнительных мощностей в Катаре Ближневосточный регион занимает лидирующие позиции с объемом экспорта сжиженного газа более 131 млрд. куб. м, тем самым, увеличив свою долю на мировом рынке СПГ до 40%¹⁷. Особый интерес вызывает европейский регион, которому за 2010-2012 годы удалось увеличить объём экспорта сжиженного газа почти в два раза с 10 млрд. куб. м до 22,69 млрд. куб. м¹⁸. Его доля на мировом рынке возросла до 7%¹⁹ за счёт значительного увеличения производства СПГ в России.

¹⁷ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

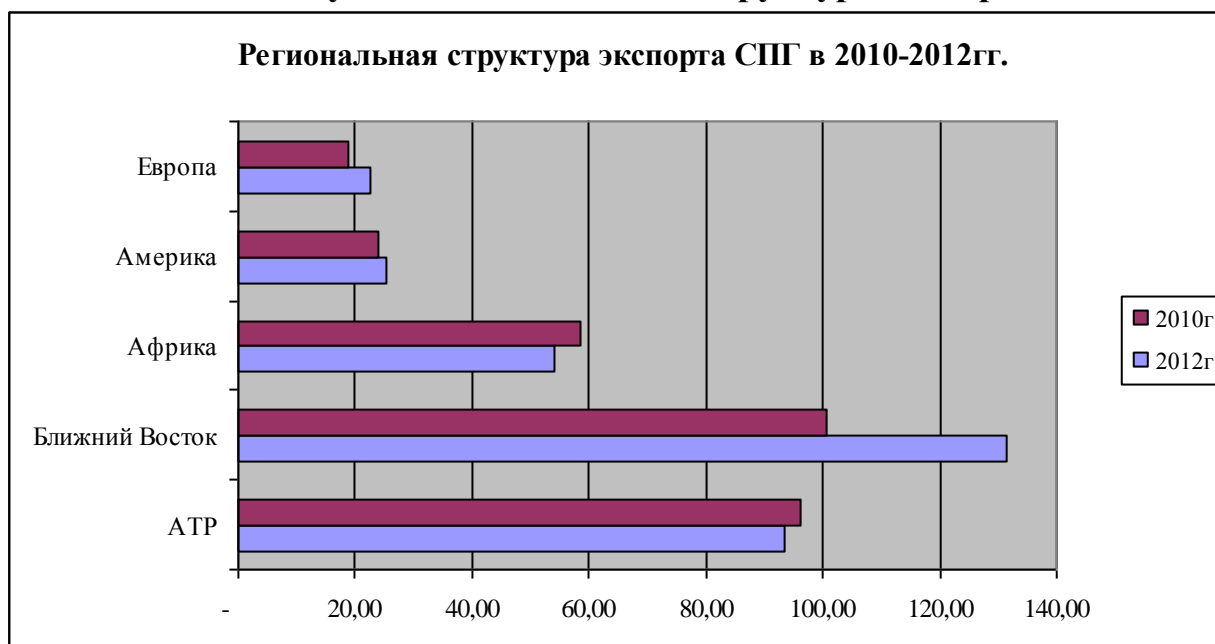
¹⁸ BP Statistical Review of World Energy 2012, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2012_workbook.xlsx, BP Statistical Review of World Energy 2013.

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁹ Расчёт Автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Рисунок 2. Региональная структура экспорта СПГ



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2011, URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>
BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Ближневосточный регион

Ближневосточный регион занимает первое место в мире как по доказанным запасам природного газа – 80 трлн. куб. м, так и по поставкам СПГ на мировой рынок (131,3 млрд. куб. м. – в 2012г.)²⁰. В последнее время именно в этом регионе наблюдается наибольший рост производственных мощностей по сжижению газа.

Катар

Катар является третьей страной в мире по запасам природного газа после Ирана и России (25,1 трлн. куб. м на конец 2012г.²¹). Основные запасы сосредоточены в Северном месторождении, масштабность которого является одним из основных преимуществ катарских проектов.

²⁰ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²¹ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

С середины 2000-х годов Катар становится мировым лидером по производству и экспорту СПГ, а в декабре 2010г. эта страна отметила новый рубеж – увеличение производственных мощностей до 77 млн. тонн/год²². Это стало возможным благодаря запуску новой седьмой технологической линии по производству СПГ, так называемой «мега поезд 7»²³, проекта «Катаргаз 4» («Qatargas 4»). По сообщению газеты «Катар Трибьюн Бизнес» («Qatar Tribune Business»), теперь в Катаре работают на полную мощность четырнадцать линий по производству СПГ²⁴.

СПГ-производства в Катаре концентрируется в новом промышленном центре Рас Лаффан («Ras Laffan Industrial City»). Государственная компания «Катар Петролеум» («Qatar Petroleum») является акционером в двух крупных проектах – «Катаргаз» («Qatargas») и «Расгаз» («Rasgas»), в которых также участвуют «ЭксонМобил» («ExxonMobil», США), «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips», США) и «Тоталь» («Total», Франция).

Первый СПГ-завод появился в Катаре только в 1996г., второй – в 1999г. По состоянию на январь 2014г. на территории страны действует уже шесть заводов²⁵: «Катаргаз I» («Qatargas I LNG Plant»), «Катаргаз II» («Qatargas II LNG Plant»), «Катаргаз III, IV» («Qatargas III, IV LNG Plant»), «Расгаз I» («Rasgas I LNG Plant»), «Расгаз II» («Rasgas II LNG Plant»), «Расгаз III» («Rasgas III LNG Plant»).

«Катаргаз I» состоит из трёх идентичных технологических линий общей производительностью почти 10 млн. тонн/год²⁶. 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 газопроводу на завод

²² Qatar The World's LNG Capital 2010.pdf, с.3. // The Pioneer. Август-Ноябрь 2010. URL: www.qatargas.com

²³ Поезд СПГ – это термин, позволяющий описать цепочку технологических операций (вагонов) от очистки до сжатия и конденсата. Четыре поезда «Катаргаз» являются крупнейшими в мире и известны, как мега поезда – каждый мощностью 7,8 млн. тонн газа в год.

²⁴ Qatargas becomes world's biggest LNG producer. // Qatar Tribune Business. 11.02.2011. URL: www.qatar-tribune.com

²⁵ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globalnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>

²⁶ Qatargas I. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas1.aspx>

по производству СПГ, находящийся на побережье. Площадь завода составляет 3,7 квадратных километров. Первый сжиженный газ был получен в конце 1996г., но строительство завода и соответствующей инфраструктуры было полностью завершено только в 2005г. Доля основного акционера «Катар Петролеум» составляет 65%²⁷. Главными рынками сбыта являются Япония и Испания, которые обслуживаются одиннадцатью танкерами-газовозами. Вместимость каждого составляет до 135 тыс. куб.м²⁸.

«Катаргаз II» - первое и крупнейшее в мире интегрированное производство сжиженного газа, состоящее из двух «мега поездов» мощностью по 7,8 млн. тонн СПГ/год²⁹. В рамках данного проекта предусмотрено строительство до пятнадцати «мега поездов»³⁰. «Катаргаз II» снабжён собственной энергосистемой, системой по нагнетанию воды и имеет на обслуживании флот из четырнадцати танкеров вместимостью по 210-266 тыс. куб. м³¹. На завод газ поставляется из тридцати скважин по двум газопроводам. Для хранения СПГ было построено пять хранилищ ёмкостью по 145 куб. м³². Проект был торжественно пущен в эксплуатацию в апреле 2009г. Доля основного акционера «Катар Петролеум» составляет 70% (линия 4) и 65% (линия 5)³³. Произведённый сжиженный газ поставляется преимущественно в Великобританию, а также в США, другие европейские и азиатские страны. С этой целью в Великобритании был построен самый крупный в Европе приёмный терминал «Саус Хук» («South Hook», Уэльс), который связан с английской национальной газопроводной системой и обеспечивает до 20%³⁴ потребности страны в СПГ.

²⁷ Qatargas I. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas1.aspx>

²⁸ Qatargas I. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas1.aspx>

²⁹ Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas2.aspx>

³⁰ Amazing facts about Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures.

URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/AmazingFactsAboutQatargas2.aspx>

³¹ Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas2.aspx>

³² Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas2.aspx>

³³ Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas2.aspx>

³⁴ Qatargas II. // Qatargas. QG Ventures. URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas2.aspx>

Производство СПГ в рамках проекта «Катаргаз III» на единственной технологической линии («мега поезд» 6) мощностью 7,8 млн. тонн/год³⁵ было начато в ноябре 2010г. Флот из десяти газозовов, способных перевозить по 210-266 тыс. куб. м³⁶, доставляет СПГ преимущественно в США. Система обеспечения поставки газа на завод по производству сжиженного газа включает в себя тридцать три газовые скважины и два морских подводных газопровода, которые также используются для проекта «Катаргаз IV». Доля «Катар Петролеум» в производстве «Катаргаз III» составляет 68,5%³⁷.

«Катаргаз IV» - самый «молодой» проект, производительность которого аналогична³⁸ «Катаргаз III». Производство СПГ было запущено в начале 2011 года. Для снабжения газом единственной технологической линии («мега поезд» 7) на Северном месторождении была организована добыча газа из одиннадцати скважин. Обслуживает проект флот из 8-ми газозовов емкостью по 210-266 тыс. куб. м³⁹ каждый. Основные поставки СПГ в рамках проекта предусмотрены в Северную Америку, на Ближний Восток и азиатские страны. Доля «Катар Петролеум» в проекте составляет 70%⁴⁰.

Проекты «Катаргаз III» и «Катаргаз IV» были разработаны, реализованы и управляются одной командой менеджеров для достижения синергетического эффекта и извлечения максимальной прибыли.

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%)

³⁵ Qatargas III. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas3Project.aspx>

³⁶ Qatargas III. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas3Project.aspx>

³⁷ Qatargas III. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas3Project.aspx>

³⁸ Qatargas IV. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas4Project.aspx>

³⁹ Qatargas IV. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas4Project.aspx>

⁴⁰ Qatargas IV. // Qatargas. QG Ventures.
URL: <http://www.qatargas.com/English/QGVentures/Pages/Qatargas4Project.aspx>

и американской «ЭксонМобил» («ExxonMobil», 30%)⁴¹. В рамках проекта «Расгаз I» было построено две линии по производству сжиженного газа общей мощностью 6,6 млн. тонн/год⁴². «Расгаз I» снабжается газом, поступающим по 32-дюймовому подводному газопроводу из пятнадцати скважин Северного месторождения. Для хранения СПГ были построены три хранилища ёмкостью по 140 тыс. куб. м⁴³. Первый сжиженный газ был произведен в 1999г. и поставлен в Южную Корею.

Проект «Расгаз II» включает три технологических линии по производству СПГ общей мощностью 14,1 млн. тонн/год⁴⁴, которые снабжаются газом всего из девяти скважин. Третья линия была построена для выполнения обязательств перед индийской компанией «Петронет СПГ» («Petronet LNG») по поставке 4,7 млн. тонн сжиженного газа ежегодно на протяжении 25 лет, начиная с 2004г.⁴⁵ В середине 2005г. была запущена четвёртая линия с целью организации экспортных поставок СПГ в Европу. Торжественный пуск в эксплуатацию пятой линии состоялся в марте 2007г. и увеличил производство сжиженного газа в рамках двух проектов компании «Расгаз» до 20,7 млн. тонн/год, тем самым, сделав Катар крупнейшим мировым экспортёром СПГ.

Реализация проекта «Расгаз III» по строительству двух линий (6 и 7) мощностью по 7,8 млн. тонн/год⁴⁶ началась с 2005г. Линии снабжаются газом Северного месторождения, который поступает по двум газопроводам протяжённостью 100 км⁴⁷. Шестая линия была введена в эксплуатацию в начале 2009г, седьмая – ещё через год. Помимо производства 15,6 млн. тонн СПГ эти линии позволяют получить около 1,5 млн. тонн СНГ (сжиженный нефтяной газ)⁴⁸.

⁴¹ Rasgas: corporate structure. // Rasgas. About Rasgas.

URL: http://www.rasgas.com/AboutUs/AboutUs_TheCompany.html

⁴² Train 1 and 2. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Trains1And2.html>

⁴³ Train 1 and 2. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Trains1And2.html>

⁴⁴ Train 3, 4 and 5. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Trains34And5.html>

⁴⁵ Train 3, 4 and 5. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Trains34And5.html>

⁴⁶ Train 7. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Train7.html>

⁴⁷ Train 6. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Train6.html>

⁴⁸ Train 7. // Rasgas. Rasgas operations. URL: <http://www.rasgas.com/Operations/Train7.html>

Катар поставляет сжиженный природный газ в 21 страну на четырёх континентах⁴⁹. Его доля на мировом рынке СПГ достигла 32% (105,44 млрд. куб. м⁵⁰) по итогам 2012г. На Европу, одного из крупнейших потребителей СПГ компании «Катаргаз» («Qatargas»), приходится около 31% его поставок СПГ⁵¹. Руководство компании пытается превратить «Катаргаз» из регионального в глобального поставщика газа, охватив рынки стран Европы и Северной Америки, а также расширив список своих азиатских клиентов.

Оман

Запасы природного газа в стране незначительны – около 0,9 трлн. куб. м, однако Оман занял девятое место по поставкам СПГ на мировой рынок – 11,2 млрд. куб. м по итогам 2012г.⁵²

Сооружение первой части интегрированного СПГ-комплекса («**Oman & Qalhat LNG Plant**») было завершено в 2000г. и представляло собой две технологические линии («Oman LNG Plant») общей мощностью 6,6 млн. тонн/год⁵³. Стимулом для строительства завода по сжижению газа стало подписание экспортного контракта с корейской корпорацией «Корея Газ» («Korea Gas Corporation») в октябре 1996г. на поставку СПГ в течение 25 лет, начиная с апреля 2000г. В октябре 1998г. был также заключён 25-летний договор с одной из крупнейших японских компаний «Осака Газ» («Osaka Gas»). Впоследствии был подписан 20-летний контракт с индийской «Дабхол Пауэр Компани» («Dabhol Power Company»).

Опираясь на успешный опыт, в марте 2002г. власти Омана дали разрешение на сооружение третьей линии («Qalhat LNG Plant») чуть большей мощности,

⁴⁹ IGU World LNG Report 2013, p. 11. // International Gas Union. URL: http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/IGU_world_LNG_report_2013.pdf

⁵⁰ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁵¹ Неутомимый Катар доставил СПГ в Грецию. // Нефтегаз. 23.05.2011. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/98984>

⁵² BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁵³ Qalhat LNG Plant, Oman. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/qalhat/>

строительство которой было завершено в 2005г. В результате общая производительность завода увеличилась до 10,4 млн. тонн СПГ/год⁵⁴.

Проект находится под управлением компании «Оман СПГ» («Oman LNG»), которая является совместным предприятием правительства Омана (51%), «Шелл Газ» («Shell Gas», 30%), «Тоталь» («Total», 5,54%), «КоГаз» («KoGas», 5%), «Митсубиши» («Mitsubishi», 2,77%), «Мицуи» («Mitsui», 2,77%), «Партекс» («Partex», 2%) и «Иточу» («Itochu», 0,92%)⁵⁵. «Оман СПГ» принадлежит право собственности на первые две технологические линии в проекте, третьей (новой) владеет компания «Калхат СПГ» («Qalhat LNG»), доли участия в которой распределяются следующим образом: правительство Омана (46,84%), «Оман СПГ» (36,8%), «Юнион Феноза Газ» («Union Fenosa Gas», 7,36%) и по 3% – «Митсубиши», «Иточу» и «Осака Газ» («Osaka gas»)⁵⁶.

Другими поставщиками сжиженного газа в Ближневосточном регионе являются ОАЭ и Йемен, но их общая доля пока остаётся небольшой (14,7 млрд. куб. м или 4,5% в 2012г.⁵⁷). Производительность СПГ-завода в ОАЭ составляет 8 млн. тонн/год⁵⁸, в Йемене – 6,7 млн. тонн/год⁵⁹.

Несмотря на колоссальные запасы природного газа развитие производства СПГ в Иране ограничивается запретами и санкциями со стороны США. По состоянию на январь 2014г. строительство первого иранского завода «Иран» («Iran (NIOC) LNG Plant») по сжижению газа считается приостановленным, а планируемое строительство ещё двух заводов – «Парс» («Pars LNG Plant») и «Персиан» («Persian LNG Plant») пока отложено⁶⁰. Тем не менее, многие

⁵⁴ Oman LNG in brief. // Oman LNG LLC. URL: <http://www.omanlng.com/tabid/158/Default.aspx>

⁵⁵ Oman LNG shareholders. // Oman LNG LLC. URL: <http://www.omanlng.com/tabid/143/Default.aspx>

⁵⁶ Qalhat LNG. URL: http://www.qalhatlng.com/_About.html#_About_QLNG

⁵⁷ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁵⁸ Adgas-Das Island LNG Plant. // Adgaz. Our business.

URL: <http://www.adgas.com/En/SitePages/Our%20Business/Our%20Plant.aspx>

⁵⁹ Yemen LNG at a Glance. // Yemen LNG Company. Quick facts.

URL: http://www.yemenlng.com/ws/en/go.aspx?c=yln_g_lance

⁶⁰ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

компании, например, российский «Газпром» и французская «Тоталь» («Total»), проявляют значительный интерес к освоению иранского нефтегазового месторождения Южный парс и готовы сотрудничать по реализации СПГ-проектов. По заявлениям руководителей «Национальной Иранской нефтяной компании» («National Iranian Oil Company») Иран планирует начать поставки СПГ на мировой рынок уже в ближайшем будущем. Главной задачей является выход на рынки Китая и Индии, и с этой целью необходимо реализовать семь разработанных в Иране СПГ-проектов⁶¹.

Таким образом, Ближневосточный регион остаётся несомненным лидером на рынке СПГ, обладая крупнейшими в мире запасами природного газа, самыми большими мощностями по производству СПГ, а также стремлением к дальнейшему прогрессивному развитию в данной сфере.

Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР)

На конец 2012г. совокупные доказанные запасы природного газа стран АТР (включая Австралию) составили 15,5 трлн. куб. м⁶². Этот регион, являясь вторым крупнейшим поставщиком СПГ на мировой рынок (94 млрд. куб. м в 2012г. ⁶³), характеризуется наличием производителей, обладающих большим опытом в поставках сжиженного газа, а также хорошими перспективами дальнейшего развития этого сегмента газового рынка.

Австралия

Несмотря на лидирующие позиции Катара (производственные мощности 77 млн. тонн СПГ/год) аналитики ряда компаний, например «СанФорд К. Бернштейн и Ко.» («Sanford C. Bernstein & Co»), считают, что в долгосрочной

⁶¹ Iran to Export 1st LNG Cargo in 2013. // Payvand news. 18.06.2012.

URL: <http://www.payvand.com/news/12/jun/1168.html>

⁶² BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁶³ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

перспективе на первое место по производству и поставкам сжиженного газа на мировой рынок может выйти Австралия, увеличив производство СПГ с 20 млн. тонн/год в 2010г. до 100 млн. тонн/год к 2020г.⁶⁴ Такие планы также подтверждаются официальными заявлениями Министерства энергетики Австралии.

Доказанные запасы газа Австралии составляют всего 3,8 трлн. куб. м⁶⁵. Но ведущие мировые нефтегазовые компании, такие как ЭксонМобил («ExxonMobil»), КонокоФиллипс («ConocoPhillips»), Шеврон («Chevron»), Сантос («Santos»), Вудсайд Петролиум («Woodside Petroleum»), Шелл («Shell»), активно занимаются поиском новых месторождений.

На территории Австралии действуют три завода по производству сжиженного газа – «Дарвин» («Darwin LNG Plant»), «Карраса Газ» («Karratha Gas Plant»), известный как «Норс Вест Шельф» («North West Shelf LNG Plant») и «Плутто» («Pluto LNG Plant»).

Строительство завода «Дарвин» началось в июне 2003г. В первом квартале 2006г. он был пущен в эксплуатацию. Завод находится недалеко от г. Дарвин в населённом пункте «Викхам Поинт» («Wickham Point»), куда по 502-километровому подводному газопроводу подаётся газ, добытый на месторождении «Баю-Ундан» («Bayu-Undan»), расположенном в акватории Тиморского моря. Месторождение «Баю-Ундан» было открыто в 1995г., его запасы оцениваются в 96 млрд. куб. м газа и 64 млн. куб. м (400 млн.барр.) газового конденсата⁶⁶. В проекте разработки месторождения «Баю-Ундан» участвуют «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips», 56,9%), которая является оператором проекта, а также «Эни» («Eni», 11%), «Сантос» («Santos», 11,5%), «Инпекс» («Inpex», 11,4%) и совместное предприятие компаний «Токио

⁶⁴ Битва СПГ-тяжеловесов. // Электронный журнал «Вокруг газа». 14.12.2010. URL: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/bitva-spg-tjazhelovesov/>

⁶⁵ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁶⁶ Darwin LNG Project, Darwin Harbour, Australia. // Hydrocarbons-technology. Industry projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/darwin/>

Электрик» («Токио Электрик») и «Токио Газ» («Токио Газ»), которому принадлежит 9,2%⁶⁷.

Для сжижения газа на заводе «Дарвин» используется оптимизированная каскадная технология «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips Optimised Cascade Process»), впервые применённая на Аляске на заводе «Кенаи» («Kenai LNG Plant») в 1969г. Текущая производительность завода составляет 3,7 млн. тонн/год⁶⁸, однако как сообщило агентство «Блумберг» («Bloomberg») в апреле 2011г.⁶⁹, «КонокоФиллипс» рассматривает возможности по увеличению производительности до 10 млн. тонн/год. С этой целью в 2014-2015гг. «КонокоФиллипс» планирует продолжить освоение месторождения «Баю-Ундан» в три этапа, включая бурение новых скважин и строительство необходимой инфраструктуры. С завода «Дарвин» сжиженный газ приобретает в основном компаниями «Токио Электрик» («Токио Электрик») и «Токио Газ» («Токио Газ») и поставляется в Японию.

«Дарвин» имеет всего один резервуар для хранения СПГ высотой 47 метров и диаметром 92 метра; его ёмкость составляет 188 тыс. куб. м⁷⁰. Данный резервуар является одним из крупнейших в мире наземных хранилищ газа.

Второй австралийский завод по производству СПГ - «Карраса» - построен в 1984г. и находится под управлением компании «Вудсайд» («Woodside»), которая выступает оператором всего проекта «Норс Вест Шельф Венче» («North West Shelf Venture»). Другими участниками являются «БиАшПи Биллитон» («BHP Billiton»), «БиПи» («BP»), «Шеврон» («Chevron»), «Шелл» («Shell») и совместное

⁶⁷ Bayu-Undan. // ConocoPhillips Australia. Our business activities. URL: <http://www.conocophillips.com.au/our-business-activities/our-projects/Pages/bayu-undan.aspx>

⁶⁸ Darwin LNG. // ConocoPhillips Australia. Our business activities. URL: <http://www.conocophillips.com.au/our-business-activities/our-projects/Pages/bayu-undan.aspx>

⁶⁹ Paton J. Conoco Weighs Larger Darwin LNG Amid Santos “Disappointment”. // Bloomberg. 14.04.2011.

URL: <http://www.bloomberg.com/news/2011-04-14/conocophillips-still-evaluating-expansion-of-darwin-lng-venture.html>

⁷⁰ Darwin LNG Project, Darwin Harbour, Australia. // Hydrocarbons-technology. Industry projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/darwin/>

предприятие «Митсубиши» («Mitsubishi») и «Мицуи» («Mitsui»). Доля каждого участника составляет 16,67%⁷¹.

На заводе «Карраса» работают пять технологических линий общей производительностью 16,3 млн. тонн/год: мощность 1-3 линий составляет по 2,5 млн. тонн, 4-5 линий – по 4,4 млн. тонн⁷². Также завод оснащён четырьмя резервуарами для хранения СПГ общей ёмкостью 260 тыс. куб. м⁷³ и имеет специальный отгрузочный терминал. Поставки СПГ с данного завода осуществляются в Японию, Китай и Южную Корею.

Проект по строительству завода «Плутто» стоимостью 14 млрд. австрал. долларов⁷⁴ был одобрен в июле 2007г., весной 2012 года – пущен в эксплуатацию. Завод располагается недалеко от «Карраса» и предполагает использование газа, добываемого на двух месторождениях – «Плутто» (Pluto) и «Ксена» («Xena»). Иногда проект именуют «Бурруп Парк» («Burrup Park LNG plant»). В настоящее время на заводе построена одна технологическая линия мощностью 4,3 млн. тонн/год и два резервуара для хранения сжиженного газа общей ёмкостью 240 тыс. куб. м⁷⁵. Рассматриваются возможности по сооружению ещё двух-трёх дополнительных линий. Участниками проекта являются австралийская компания-оператор «Вудсайд» («Woodside», 90%), а также японские «Токио Газ» («Токуо Газ», 5%) и «Кансай Электрик» («Kansai Electric», 5%), которые стали партнёрами в проекте в январе 2008г. и имеют 15-летние контракты на покупку СПГ⁷⁶.

⁷¹ Karratha LNG Plant, Australia. // Hydrocarbons-technology. Industry projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/karrathalng/>

⁷² North West Shelf. // Woodside. Our businesses. URL: <http://www.woodside.com.au/Our-Business/North-West-Shelf/Onshore-Production-Facility/ProductionFacilities/Pages/Production-Facilities.aspx>

⁷³ North West Shelf. // Woodside. Our businesses. URL: <http://www.woodside.com.au/Our-Business/North-West-Shelf/Onshore-Production-Facility/ProductionFacilities/Pages/Production-Facilities.aspx>

⁷⁴ Kelly R. Woodside Strikes More Gas for Pluto. // The Wall Street Journal. Business. 17.03.2011.

URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748704261504576205421836875148.html>

⁷⁵ Pluto LNG. // Woodside. Our businesses. URL: <http://www.woodside.com.au/Our-Business/Pluto/Pages/default.aspx>

⁷⁶ Woodside Signs Pluto LNG deal with Petronas. // OilVoice Newsletter. 28.01.2011.

URL: http://www.oilvoice.com/n/Woodside_Signs_Pluto_LNG_deal_with_Petronas/5592bb278.aspx

Таким образом, совокупные производственные мощности трёх действующих австралийских заводов составляют 24,3 млн. тонн СПГ/год.

По данным на январь 2014г. на территории Австралии в процессе строительства находятся еще семь заводов⁷⁷.

Завод «Горгон» («Gorgon LNG Plant») будет располагаться на острове Барроу в Западной Австралии и снабжаться газом с нескольких небольших месторождений. Планируется строительство трех технологических линий общей мощностью 15,6 млн. тонн/год⁷⁸. Проект оценивался в 43 млрд. австрал. долл.⁷⁹, включая строительство газовой инфраструктуры, и был одобрен правительством Австралии в середине 2009г. Участниками проекта являются компания-оператор «Шеврон» («Chevron», около 47,3%), «ЭксонМобил» («ExxonMobil», 25%), «Шелл» («Shell», 25%), «Осака Газ» («Osaka Gas», 1,25%), «Токио Газ» («Tokyo Gas», 1%) и «Чубу Электрик» («Chubu Electric», 0,417%)⁸⁰. Завод планируется запустить в 2015г. Строительство СПГ-завода является лишь частью широкомасштабного газового проекта «Горгон» («Gorgon Gas Project»), который предполагает освоение месторождений «Горгон» и «Янц-Ио» («Janz-Ю»).

В начале 2008г. между английской «БиДжи Групп» («BG Group») и её австралийской дочерней компанией «Квинслэнд Газ Компани» («Queensland Gas Company», или «QGC») был заключён договор о реализации проекта по строительству завода по производству СПГ «Квинслэнд Кюртис» («Queensland Curtis LNG Plant») и необходимой газотранспортной инфраструктуры. В настоящее время «QGC» является управляющей компанией и единственным участником проекта стоимостью более 20 млрд. долл. США⁸¹, тем не менее, на

⁷⁷ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.
URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

⁷⁸ Gorgon. // Chevron Australian. Our businesses. URL: <http://www.chevrontaustralia.com/our-businesses/gorgon/downstream>

⁷⁹ Bell S. Chevron Executive Says Australian Gorgon LNG Project On Schedule. // The Engineering, Procurement, and Construction Portal. 13.04.2011. URL: <http://www.epcengineer.com/news/post/4571/chevron-executive-says-australian-gorgon-lng-project-on-schedule>

⁸⁰ Gorgon. // Chevron Australian. Our businesses.

URL: <http://www.chevrontaustralia.com/ourbusinesses/gorgon/projectparticipants.aspx>

⁸¹ QCLNG Project. // QGC. BP Group Business. URL: <http://www.qgc.com.au/qclng-project.aspx>

следующих стадиях привлечение других компаний не исключено. Строительные работы начались в конце 2010г. и включают в себя сооружение двух линий по производству сжиженного газа общей мощностью 8,5 млн. тонн/год⁸². Существует возможность увеличения производительности до 12 млн. тонн/год⁸³ благодаря строительству третьей технологической линии. Пока первые поставки СПГ запланированы на 2014г.

Реализация проекта «Глэдстоун» («Gladstone LNG Plant») стоимостью 18,5 млрд. долл. США⁸⁴ началась в конце мая 2011г. Партнёрами по проекту являются «Сантос» («Santos», 30%), «Петронас» («Petronas», 27,5%), «КоГаз» «Тоталь» («Total», 27,5%) и («KoGas», 15%)⁸⁵. Предполагается строительство двух технологических линий общей производительностью 7,8 млн. тонн/год; максимальная проектная мощность – 10 млн. тонн/год⁸⁶. Первые поставки СПГ намечены на 2015г. и уже контрактованы компаниями «Петронас» и «КоГаз».

Немногим позже, в декабре 2011г., началось строительство завода «Витстоун» («Wheatstone LNG Plant»), который будет снабжаться газом с одноимённого месторождения. «Витстоун» является масштабным проектом: потенциальная первоначальная производительность двух линий может быть увеличена с 8,9 млн. тонн/год до 25 млн. тонн/год в перспективе⁸⁷. Участниками «Витстоун» являются «Шеврон» («Chevron», 64,14%), «Апач» («Apache», 13%), «Кувейт Форейн Петролеум Эксплорейшн Кампани» («Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company» (KUFPEC), 7%), «ТЕПКО» («TEPCO», 8%), «Шелл»

⁸² QCLNG Project. // QGC. BP Group Business. On Curtis Island. URL: <http://www.qgc.com.au/qclng-project/on-curtis-island/liquefaction-process.aspx>

⁸³ QCLNG Project. // QGC. BP Group Business. On Curtis Island. URL: <http://www.qgc.com.au/qclng-project/on-curtis-island/liquefaction-process.aspx>

⁸⁴ Gladstone LNG. The Project. // Santos GLNG. URL: <http://www.santoslng.com/the-project.aspx>

⁸⁵ Gladstone LNG. Partners. // Santos GLNG. URL: <http://www.santoslng.com/the-project/partners.aspx>

⁸⁶ GLNG Project. // Santos. Our activities. Development projects. URL: <http://www.santos.com/exploration-acreage/development-projects/glng.aspx>

⁸⁷ Wheatstone LNG Project. // Project connect. URL: http://www.projectconnect.com.au/Project_Details.asp?PID=362

(«Shell», 6,4%) и «Кююшу Электрик Пауэр» («Kyushu Electric Power Company», 1,46%)⁸⁸.

В январе 2012г. было принято окончательное инвестиционное решение по строительству завода «Ичсис» («Ichthys LNG Plant»). Первоначальная мощность двух СПГ-линий должна составить 8,4 млн. тонн/год⁸⁹. В проекте участвуют компания-оператор «Инпекс» («Inpex», 66,07%), «Тоталь» («Total», 30%), «Токио Газ» («Tokyo Gas», 1,57%), «Осака Газ» («Osaka Gas», 1,2%), «Чубу Электрик» («Chubu Electric», 0,73%) и «Тохо Газ» («Toho Gas», 0,42%)⁹⁰. Экспорт сжиженного газа, произведённого на заводах «Витстоун» и «Ичсис», планируется начать в 2016г.

Проект «Австралия Пасифик» («Australia Pacific LNG Plant») предполагает производство СПГ на двух технологических линиях общей мощностью 9 млн. тонн/год⁹¹ на основе газа из угольных пластов. В перспективе возможно удвоение данной производительности⁹². Его участниками являются «Ориджин» («Origin», 37,5%), «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips», 37,5%) и «Синопек» («Sinopet», 25%)⁹³. Первые поставки СПГ намечены на середину 2015г.

Отдельного внимания заслуживает проект по строительству плавучего завода «Прельюд» («Prelude Floating LNG Plant») вблизи северо-западного побережья Австралии мощностью 3,6 млн. тонн СПГ/год⁹⁴. В настоящее время его запуск намечен на 2017г. Оператором проекта выступает «Шелл» («Shell», 67,5%), другими участниками являются «Инпекс» («Inpex», 17,5%), «Когаз» («Kogas», 10%) и «Тайвань Чайниз Петролиум» (Taiwan Chinese Petroleum («CPC Taiwan»)),

⁸⁸ Wheatstone. // Chevron Australia. Our businesses.

URL: <http://www.chevronaustralia.com/ourbusinesses/wheatstone.aspx>

⁸⁹ Ichthys Project. // Inpex. Projects. URL: <http://www.inpex.com.au/projects/ichthys-project/project-overview.aspx>

⁹⁰ Ichthys Field, Browse Basin, Timor Sea, Australia. // Offshore Technology. URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/ichthys-field/>

⁹¹ Australia Pacific LNG. About the Project. URL: <http://www.aplng.com.au/about-project/about-project>

⁹² Australia Pacific LNG Project. // Queensland Government. Department of State Development, Infrastructure and Planning. URL: <http://growthsummit.premiers.qld.gov.au/assessments-and-approvals/australia-pacific-lng-project.html>

⁹³ Australia Pacific LNG. Project partners. URL: <http://www.aplng.com.au/about-project/project-partners>

⁹⁴ Prelude FLNG. // Shell. Our major projects. URL: <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/prelude-flng/overview.html>

5%)⁹⁵. Основное преимущество плавучего завода заключается в том, что после истощения запасов газового месторождения, производственные мощности можно переместить в другое место. В целом плавучие заводы являются идеальным инвестиционным решением для небольших месторождений.

Таким образом, благодаря строительству вышеперечисленных заводов и соответствующей газотранспортной инфраструктуры производство СПГ в Австралии может быть увеличено в 2,5 раза к 2017г. Более того, в настоящее время рассматривается ещё целый ряд проектов по строительству заводов по производству СПГ на территории Австралии общей мощностью до 60 млн. тонн/год:

Таблица 1. Проекты по строительству СПГ-заводов в Австралии

Наименование	Предполагаемая мощность
«Эрроу» («Arrow»)	8 млн. тонн/год (с потенциалом роста до 18 млн. тонн/год) ⁹⁶
«Бонапарте» («Bonaparte»)	2 млн. тонн/год ⁹⁷
«Браузе» («Browse»)	12 млн. тонн/год (с потенциалом роста до 25 млн. тонн/год) ⁹⁸
«Фишерманс Лэндинг» («Fisherman's Landing»)	1,5 млн. тонн/год (с потенциалом роста до 3 млн. тонн/год) ⁹⁹
«Скарбороу / Пилбара» («Scarborough/Pilbara»)	6-7 млн. тонн/год ¹⁰⁰
«Санрайз» («Sunrise»)	около 4 млн. тонн/год ¹⁰¹
«Кеш Мэпл» («Cash Maple»)	2 млн. тонн/год ¹⁰²

Следует отметить, что в апреле 2013г. строительство завода «Браузе» было признано чрезвычайно затратным, поэтому в настоящее время проект пересматривается, вырабатываются альтернативные концепции. Также окончательно не проработан и не утверждён проект «Санрайз».

⁹⁵ Prelude FLNG. // Shell. Our major projects. URL: <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/prelude-flng/overview.html>

⁹⁶ Arrow LNG Project. // Arrow Energy. Projects. URL: <http://www.arrowenergy.com.au/projects/arrow-lng-plant>

⁹⁷ Bonaparte LNG Project, Timor Sea, Australia. // Offshore Technology. URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/bonaparte-lng/>

⁹⁸ Browse LNG. // Woodside. Our businesses. <http://www.woodside.com.au/Our-Business/Browse/Pages/Development-Concept.aspx>

⁹⁹ EPC Contract Signed For Fisherman's Landing LNG In Australia. // Exploration and Production. Technology. January 23, 2012. URL: http://www.epmag.com/Technology-Contracts/EPC-Contract-Signed-Fishermans-Landing-LNG-Australia_94910

¹⁰⁰ BHP, Exxon in \$10bn gas plan. // The Australian. Business news. March 26, 2013. URL: <http://www.theaustralian.com.au/business/mining-energy/bhp-exxon-in-10bn-gas-plan/story-e6frg9df-1226605811103#>

¹⁰¹ Sunrise Liquefied Natural Gas Project. // EPCengineer. Projects. May 28, 2011. URL: <http://www.epcengineer.com/projects/details/63/sunrise-liquefied-natural-gas-project>

¹⁰² Cash Maple. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Australia. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>.

Австралия является единственной во всём мире страной, где разрабатываются многочисленные проекты по строительству СПГ-производств. Реализация этих проектов предполагает не только приток большого объёма инвестиций в страну и создание значительного количества рабочих мест, но и может обеспечить лидирующие позиции Австралии по производству СПГ в мире. В свою очередь, лидерство Австралии может вывести азиатский регион на первое место по поставкам сжиженного газа на мировой рынок.

Индонезия

Индонезия является одним из крупнейших мировых производителей СПГ. Доказанные запасы природного газа Индонезии составляют 3 трлн. куб. м¹⁰³. Будучи лидером по поставкам СПГ на мировой рынок в 2005г., уже в 2006г. она уступила свои позиции Катару. Сегодня Индонезия занимает пятое место по экспорту сжиженного газа (25 млрд. куб. м в 2012г.)¹⁰⁴.

В Индонезии строительство мощностей по производству СПГ было обусловлено, в первую очередь, потребностями Японии и Южной Кореи в данном виде сырья. В настоящее время на территории страны работают три завода по сжижению газа¹⁰⁵.

Завод «**Бонтанг**» («Bontang LNG Plant»), также часто называемый «Бадак» («Badak LNG Plant»), работает 36 лет и фактически представляет собой два «подзавода». Строительство началось в середине 1974г., и первый СПГ был отгружен в Японию в августе 1977г. К настоящему времени на заводе запущено в эксплуатацию восемь технологических СПГ-линий и дополнительные мощности по производству СНГ, что позволило увеличить производительность с

¹⁰³ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁰⁴ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁰⁵ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014. URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

3,3 млн. тонн (в 1977г.) до 22,5 млн. тонн СПГ/год и 1,2 млн. тонн СНГ/год¹⁰⁶. Ещё в 2005г. основной акционер компания «Пертамина» («Pertamina») продекларировала планы по строительству девятой линии¹⁰⁷, которые так и не были реализованы. Количество газопроводов, поставляющих газ на завод, увеличилось до четырёх¹⁰⁸. На заводе «Бадак» были сооружены шесть СПГ-резервуаров общей ёмкостью 636 тыс. куб. м и пять СНГ-резервуаров – 200 тыс. куб. м¹⁰⁹. Также имеется три специализированных экспортных терминала для погрузки сжиженного газа.

Пик производства был достигнут в 2001г. (20,25 млн. тонн СПГ и ещё 1,16 млн. тонн СНГ), после этого выпуск начал неуклонно снижаться, и на конец 2012г. на заводе работали только пять линий из восьми¹¹⁰. Основная часть сжиженного газа поставляется в Японию, также осуществляются отгрузки в Южную Корею, Китай и Тайвань. Завод «Бадак» находится в управлении компании «ПТ. Бадак СПГ и Ко.» («PT. Badak NGL & Co»), которая принадлежит на 55% индонезийской «Пертамина» («Pertamina»), 20% – индонезийской «Вико» («Vico»), 15% – японскому консорциуму «ЖИЛКО» («JILCO») и 10% – французской «Тоталь» («Total») ¹¹¹.

Строительство второго индонезийского завода, «Арун» («Arun LNG Plant»), также было начато в 1974г. С 1978г. по 1986г. последовательно вводятся шесть линий по производству СПГ общей мощностью 12,5 млн. тонн/год¹¹². Завод оборудован пятью резервуарами для хранения газа, каждый ёмкостью 127,2 тыс. куб. м газа, и двумя специальными экспортными терминалами для погрузки СПГ¹¹³. «Арун» снабжается газом с месторождения, расположенного в

¹⁰⁶ Badak LNG. // PT Badak NGL. Plant Operation. URL: http://www.badaklng.co.id/train_facilities.html

¹⁰⁷ Botang LNG Plant, Indonesia. // Hydrocarbons-technology. Industry projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bontang/>

¹⁰⁸ Badak LNG. // PT Badak NGL. Plant Operation. URL: http://www.badaklng.co.id/train_facilities.html

¹⁰⁹ Badak LNG. // PT Badak NGL. Plant Operation. URL: http://www.badaklng.co.id/train_facilities.html

¹¹⁰ Sustainability Report PT Badak NGL-2012.pdf, с.28-29. // PT Badak NGL. Annual reports.

URL: <http://www.badaklng.co.id/annualreport/SR12.pdf>

¹¹¹ Badak LNG. // PT Badak NGL. Board of Composition. URL: http://www.badaklng.co.id/about_boc.html

¹¹² Arun LNG. // PT Arun NGL. Profile. URL: <http://www.arunlng.co.id/profile.php>

¹¹³ Arun LNG. // PT Arun NGL. URL: <http://www.arunlng.co.id/Operations/Default.aspx>

30 км от него, которое было открыто в 1971г. Компания-оператор «ПТ. Арун СПГ Ко.» («PT Arun NGL Co.») принадлежит на 55% «Пертамина» («Pertamina»), 30% – «ЭксонМобил» («ExxonMobil») и 15% – «ЖИЛКО» («JILCO») ¹¹⁴.

В сентябре 2010г. в газете «Джакарта Пост» («Jakarta Post») появилось сообщение о том, что на заводе «Арун» работают только четыре из шести линий, производящие 6,5 млн. тонн/год, а с 2014г. завод вообще будет закрыт ¹¹⁵. Основными причинами назывались истощение запасов газа, и как следствие, снижение его добычи на месторождении, снабжающем завод, а также истечение сроков контрактов, заключённых с основными покупателями СПГ (Япония и Южная Корея). В 2012г. «Пертамина» объявила о своих намерениях реконструировать «Арун», превратив завод по производству СПГ в приёмный регазификационный терминал мощностью 400 млн. куб. футов газа в 2013 г. ¹¹⁶ По состоянию на январь 2014г. «Арун» работает, однако на официальном сайте завода сообщается, что все обязательства по поставкам СПГ будут выполняться до 2015г. Вероятно, впоследствии производство сжиженного газа на заводе действительно предполагается закрыть.

В 2002г. власти Индонезии согласовали реализацию третьего СПГ-проекта, «Танггух» («Tangguh LNG Plant»), предусматривающего две технологические линии по производству 7,6 млн. тонн СПГ/год и два резервуара для хранения сжиженного газа общей ёмкостью 340 тыс. куб. м ¹¹⁷. На завод газ поступает в основном из шести месторождений, открытых ещё в середине 1990-х годов. Два из них являются крупнейшими в Индонезии.

¹¹⁴ Arun LNG. // PT Arun NGL. Profile. URL: <http://www.arunlng.co.id/profile.php>

¹¹⁵ Post-LNG Arun: What are the options? // The Jakarta Post. 20.09.2010.

URL: <http://www.thejakartapost.com/news/2010/09/20/postlng-arun-what-are-options.html>

¹¹⁶ Indonesia's Pertamina awards EPC deal for Arun LNG plant modification. // Platts. 07.11.2012.

URL: <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/NaturalGas/7234260>

¹¹⁷ Tangguh LNG Project in Indonesia. // Asian Development Bank.

URL: <http://www.adb.org/documents/environment/ino/ino-tangguh-lng-project.pdf>

Завод «Танггух» начал функционировать летом 2009г. СПГ поставляется в Китай, Южную Корею и Мексику. Компания-оператор проекта – подразделение английской «БиПи» («BP») планирует строительство третьей СПГ-линии мощностью 3,8 млн. тонн/год¹¹⁸. В целом количество технологических линий может быть увеличено до восьми. Помимо «БиПи» с долей 37,16% другими участниками проекта являются преимущественно японские компании¹¹⁹. «Танггух» имеет большое значение не только с точки зрения экспорта СПГ, но и организации его поставок на внутренний рынок Индонезии, поскольку именно «Танггух», как предполагается, будет обеспечивать сжиженным газом планируемый регазификационный терминал «Арун».

Пока на заводы «Бонтанг» и «Арун» приходится основное производство СПГ в Индонезии, что потребовало модернизации и расширения мощностей портовых терминалов в городах Бадак и Арун. Однако в связи с истощением запасов газа и низким потреблением электроэнергии внутри страны загрузка индонезийских СПГ-заводов с каждым годом сокращается. Но это не помешало реализации четвертого проекта по строительству СПГ-завода «Донджи-Сеноро» («Donggi-Senoro LNG Plant»), которая началась в феврале 2011г. Это будет небольшое производство мощностью около 2 млн. тонн/год¹²⁰. В проекте участвуют индонезийские «Пертамина» (29%) и «Медко» («Medco», 11,1%), а также «Сулавеси СПГ Девелопмент» («Sulawesi LNG Development», 59,9%), которая принадлежит азиатским «КоГаз» («KoGas», 25%) и «Митсубиши» («Mitsubishi», 75%)¹²¹. Завод планируется запустить в конце 2014г. Произведённый СПГ будет поставляться на основе 13-летних контрактов в Японию компаниям «Чубу

¹¹⁸ Tangguh LNG and expansion. // BP. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/careers/working-at-bp/our-projects/tangguh.html>

¹¹⁹ Tangguh LNG Project, Bintuni Bay, West Papua, Indonesia. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tangguh/>

¹²⁰ Donggi-Senoro LNG Project. Development plan.

URL: <http://www.donggisenorolng.co.id/dslng/?sb=Development Plan&ver=>

¹²¹ Donggi-Senoro LNG Project. About us. Overview. URL: <http://www.donggisenorolng.co.id/about/?ver=>

Электрик» («Chubu Electric», 1 млн. тонн/год) и «Кююшу Электрик» («Kyushu Electric» 0,3 млн. тонн/год) и в Корею – «КоГаз» (0,7 млн. тонн/год)¹²².

По данным на январь 2014г.¹²³ в Индонезии планируется строительство плавучего завода по сжижению газа – «Абади» («Abadi floating LNG Plant») мощностью 2,5 млн. тонн/год¹²⁴. С целью получения опыта, необходимого для доработки проекта и сооружения завода, японская компания «Инпекс» («Inpex»), являющаяся оператором месторождения «Абади», приобрела у «Шелл» («Shell») долю участия в австралийском проекте «Прельюд». Взамен «Шелл» получила 30% в «Абади»¹²⁵. Первый СПГ предполагается произвести в 2018г.

Таким образом, в настоящее время в Индонезии совокупные действующие мощности по производству СПГ составляют более 40 млн. тонн/год. Однако исчерпание разведанных запасов газа, полная реконструкция завода «Арун» и ориентация внутренней политики государства на увеличение потребления газа внутри страны приводят к утрате лидирующих позиций Индонезии по поставкам СПГ на мировой рынок.

Малайзия

Малайзия является вторым крупнейшим поставщиком СПГ не только в регионе АТР, но и во всём мире, несмотря на то, что доказанные запасы газа Малайзии составляют 1,3 трлн. куб. м, что почти в двадцать раз меньше, чем у Катара¹²⁶.

Крупнейший в мире производственный СПГ-комплекс находится в портовой зоне Танджунг Кидуронг около г. Бинтулу в малазийском штате Саварак и известен как «Петронас СПГ Комплекс» («Petronas LNG Complex» (PLC)).

¹²² Donggi-Senoro LNG Project. LNG Buyers. URL: <http://www.donggisenorolng.co.id/dslng/?sb=LNG%20Buyers>

¹²³ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

¹²⁴ Inpex awards FLNG FEED for Abadi field off Indonesia. // Oil&Gas Journal. 25.01.2013.

URL: <http://www.inpex.co.jp/english/news/pdf/2013/e20130123.pdf>

¹²⁵ Indonesia Abadi fLNG to learn from Australia Prelude. // 2B1st Consulting. Blog. 17.05.2012.

URL: <http://www.2b1stconsulting.com/inpex-shell-abadi-flng-enters-feed-contest/>

¹²⁶ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

На площади 276 гектаров располагаются три завода¹²⁷, которые принадлежат и находятся в управлении дочерних подразделений национальной малазийской нефтегазовой компании «Петронас» («Petroleum Nasional Berhad»):

- «МСПГ (Сату)» («MLNG (Satu) Plant»), три технологических линии (1983г.);
- «МСПГ Два» («MLNG Dua Plant»), три технологических линии (1995г.);
- «МСПГ Тига» («MLNG Tiga Plant»), две технологических линии (2003г.).

Общая мощность восьми СПГ-линий составляет 25,7 млн. тонн/год¹²⁸. Первый сжиженный газ был поставлен в Японию в 1983г., впоследствии – в Южную Корею и Тайвань. В 2007г. удалось заключить контракт с китайской фирмой «Шанхай СПГ Компани Лтд» («Shanghai LNG Company Ltd»), что позволило Малайзии выйти и на быстрорастущий китайский рынок и предполагает благоприятные перспективы развития. До 2015г. «Петронас» планирует строительство плавучего СПГ-завода мощностью 1,2 млн. тонн/год¹²⁹, который часто называют девятой технологической линией в дополнение к уже имеющимся восьми в рамках действующего СПГ-комплекса. Одновременно «Петронас» рассматривает возможность строительства и второго плавучего СПГ-завода к 2016г. Его производительность может составить 1,5 млн. тонн/год¹³⁰.

Помимо СПГ-производств, расположенных в вышеперечисленных странах АТР, следует отметить единственный действующий в Брунее завод по производству СПГ («Brunei LNG Plant»), который может поставлять на мировой рынок до 7,2 млн. тонн/год¹³¹. В Папуа Новая Гвинея строится завод («PNG LNG Plant») мощностью 6,9 млн. тонн/год¹³² (запуск намечен на 2014г.) и

¹²⁷ Petronas LNG Complex. // Petronas. Our Business. LNG.

URL: http://www.petronas.com.my/our-business/gas-power/lng/Pages/lng_complex.aspx

¹²⁸ Malaysia LNG. Our operations. Our facilities. URL: <http://www.mlng.com.my/#/>

¹²⁹ Petronas floating LNG facility. // Petronas. Our Business. Gas & Power. WGC Kuala Lumpur 2012.

URL: <http://www.petronas.com.my/our-business/gas-power/wgc/Pages/Floating-LNG-Facility-.aspx>

¹³⁰ Final decision on Petronas FLNG2 project by second half. // Seatrade Global. News. July 23, 2013.

URL: <http://www.seatrade-global.com/news/final-decision-on-petronas-flng2-project-by-second-half.html>

¹³¹ Brunei LNG. About us. The Plant. URL: http://www.bruneilng.com/about_theplant.htm

¹³² PNG LNG. The Project. URL: <http://www.pnglng.com/project/index.htm>

проектируется СПГ-комплекс «Галф» («Gulf (Liquid Niugini) LNG Plant») мощностью 8-12 млн. тонн/год¹³³. Также в ближайшем будущем планируется строительство третьего СПГ-завода «Талисман» («Talisman LNG»), производительность которого может составить 3 млн. тонн/год¹³⁴.

Африканский регион

Совокупные запасы природного газа стран Африки составили 14,5 трлн. куб. м на конец 2012г.¹³⁵ Производство сжиженного природного газа осуществляется в Алжире, Нигерии, Египте, Ливии, Экваториальной Гвинее и Анголе.

Алжир

Алжир является традиционным представителем Африки на мировом рынке СПГ. Его запасы природного газа составляют 4,5 трлн. куб. м¹³⁶. Как уже упоминалось ранее, первый алжирский завод был введён в эксплуатацию ещё в 1964г. для обеспечения поставок сжиженного газа в Великобританию. Позднее были построены ещё три завода, которые продолжают поставлять СПГ преимущественно в Европу.

На старейшем и самом маленьком алжирском СПГ-комплексе, известном как «СПГ4-3» («GL4-Z») или «КЭМЕЛ» («CAMEL»), было построено три технологических линии общей мощностью 1,2 млн. тонн/год¹³⁷ и три резервуара для хранения СПГ ёмкостью 11 тыс. куб. м¹³⁸. Строительством занимался консорциум «Текнип энд Питчард Интернейшнл Корпорейшн» («Technip & Pitchard International Corporation»). Завод, занимающий площадь в 73 гектара, проработал 45 лет. В апреле 2010г. владеющая и управляющая компания

¹³³ Total scoops InterOil Gulf LNG project in Papua New Guinea. // 2B1st Consulting. News. 16.12.2013.

URL: <http://www.2b1stconsulting.com/total-scoops-interoil-gulf-lng-project-in-papua-new-guinea/>

¹³⁴ Talisman LNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. PNG.

URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹³⁵ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹³⁶ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹³⁷ Gas matters today. // Gasstrategies. 21.05.2010. URL: <http://www.gasstrategies.com/node/47159/text>

¹³⁸ Gas matters today. // Gasstrategies. 21.05.2010. URL: <http://www.gasstrategies.com/node/47159/text>

«Сонатрак» («Sonatrach») закрыла «СПГ4-3». Основной причиной стали растущие расходы на содержание и ремонт изношенных мощностей, что снижало экономическую эффективность работы «СПГ4-3». Другими причинами называются близкая расположенность завода по отношению к жилой зоне г. Арзу, что не соответствует современным экологическим стандартам, и возможность погрузки СПГ только на небольшие танкеры, которые могут ходить исключительно на короткие расстояния по Средиземному морю¹³⁹.

Помимо первого СПГ-завода недалеко от алжирского города Арзу в 1978г. и в 1980г. были построены ещё два завода по сжижению газа – «СПГ1-3» («GL1-Z») и «СПГ2-3» («GL2-Z»). Каждый из них занимает площадь в 72 гектара и имеет шесть технологических линий¹⁴⁰. Общая производительность двух заводов составляет 17,3 млн. тонн/год¹⁴¹. В 2008г. началась реализация проекта стоимостью 2,8 млрд. евро¹⁴² по сооружению «СПГ3-3» («GL3-Z») мощностью 4,7 млн. тонн/год¹⁴³. Завершить строительство планируется в 2014г. Все СПГ-мощности принадлежат компании «Сонатрак».

Производственный комплекс «СПГ-1К» («GL-1K complex»), расположенный около алжирского города Скикда действует с начала 1970-х годов. Он также принадлежит и находится под управлением компании «Сонатрак». На заводе было предусмотрено шесть технологических линий: четыре линии (10, 20, 30 и 40) располагались параллельно друг другу в восточной части от пяти резервуаров для хранения СПГ; западнее – линии 5Р и 6Р. Линии 10, 20 и 30 были запущены в эксплуатацию в 1971-1973гг., остальные – со значительной задержкой в 1981г. Все СПГ-линии были модернизированы в 1990-х годах. Мощность каждой линии

¹³⁹ Gas matters today. // Gasstrategies. 21.05.2010. URL: <http://www.gasstrategies.com/node/47159/text>

¹⁴⁰ Technical visit (2012). // Association Algerienne de l'Industrie du Gaz (AIG). URL: <http://www.aig.dz/wec2012-technical-visit.html>

¹⁴¹ Arzew GL1Z-GL2Z. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Algeria. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁴² Un milliard de m3 de GNL produits en Algérie depuis 1964. // L'énergie au quotidien. 23.09.2008. URL: <http://www.enerzine.com/12/5910+1-milliard-de-m3-de-gnl-produits-en-algerie-depuis-1964+.html>

¹⁴³ Arzew GL3Z. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Algeria. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

10, 20, 30 и 40 составляла по 0,85 млн. тонн/год, линий 5Р и 6Р – по 1,25 млн. тонн/год¹⁴⁴.

В апреле 2004г. взрыв на «линии 40» уничтожил три линии (20, 30 и 40) и повредил одну (10). В результате взрыва погибли 26 рабочих и ещё 74 получили серьёзные травмы и ожоги¹⁴⁵. Завод был закрыт на период расследования и реконструкцию до ноября 2004г., когда были запущены оставшиеся три линии – 10, 5Р и 6Р (2,9 млн. тонн/год¹⁴⁶).

В марте 2007г. американская компания «Келлог Браун энд Рут Интернейшнл» («Kellogg Brown & Root International») получила контракт стоимостью 2,8 млрд. долл. США на строительство новой СПГ-линии («GL-2К») мощностью 4,5 млн. тонн/год до 2009г.¹⁴⁷. Впоследствии руководство компании «Сонатрак» заявляло, что введение в эксплуатацию ожидается в конце 2012г., но срок был перенесен на 2014г.

Сегодня существующие в Алжире СПГ-мощности позволяют производить 20,2 млн. тонн газа/год. Реализация проектов в г. Скикда и г. Арзу позволит увеличить производство сжиженного природного газа почти до 30 млн. тонн/год.

Нигерия

Разведанные запасы природного газа «молодого» игрока на мировом рынке СПГ Нигерии составляют 5,2 трлн. куб. м¹⁴⁸.

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. Работы начались в

¹⁴⁴ Sonatrach Skikda LNG Project, Algeria. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.
URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/sonatrach/>

¹⁴⁵ Sonatrach Skikda LNG Project, Algeria. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.
URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/sonatrach/>

¹⁴⁶ Skikda (GL1K). // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Algeria.
URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁴⁷ Sonatrach Skikda LNG Project, Algeria. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.
URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/sonatrach/>

¹⁴⁸ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

феврале 1996г., и уже в августе 1999г. была запущена первая из спроектированных на тот момент линий. В феврале 2000г. была введена в эксплуатацию вторая линия, в ноябре 2002г. – третья. В середине 2000-х годов завод был модернизирован: построены ещё две технологические линии. В 2007г. запущена новая и последняя шестая линия. Также было построено четыре резервуара для хранения СПГ ёмкостью 84,2 тыс. куб. м каждый и три резервуара – для хранения конденсата ёмкостью 36 тыс. куб. м каждый¹⁴⁹. При заводе находится два специализированных терминала для отгрузки СПГ и один терминал – для отгрузки СНГ и газового конденсата.

Сегодня производительность действующих шести линий составляет около 22 млн. тонн СПГ/год и 4 млн. тонн СНГ/год¹⁵⁰. Реализация проекта по строительству седьмой технологической линии, позволяющей увеличить производство сжиженного газа до 30 млн. тонн/год¹⁵¹, откладывается. Кроме того, разрабатываются планы по сооружению восьмой линии по производству дополнительных 8 млн. тонн/год¹⁵².

Управляющей компанией является «Нигерия СПГ Лтд» («Nigeria LNG Ltd»), которая была создана в 1989г. с целью производства и экспорта СПГ. Оператор проекта принадлежит на 49% «Нигерийской Национальной Нефтяной Корпорации» («Nigerian National Petroleum Corporation» (NNPC)), 25,6% – «Шелл Газ Би.Ви.» («Shell Gas B.V.»), 15% – «Тоталь» («Total») и 10,4% – «Эни» («Eni»)¹⁵³.

В дальнейшем Нигерия планирует нарастить мощности по производству СПГ посредством сооружения ещё двух заводов – «Брасс» («Brass LNG Plant») и «Олокола» («Olokola LNG Plant»). На заводе «Брасс» предусмотрено две

¹⁴⁹ Nigeria LNG. // Nigeria LNG Ltd. Our company. URL: <http://www.nlng.com/PageEngine.aspx?&id=37>

¹⁵⁰ Nigeria LNG. // Nigeria LNG Ltd. Our company. URL: <http://www.nlng.com/PageEngine.aspx?&id=37>

¹⁵¹ Nigeria LNG. // Nigeria LNG Ltd. URL: <http://www.nlng.com/PageEngine.aspx?&id=37>

¹⁵² Bonny Island LNG Plant, Nigeria. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bonny/>

¹⁵³ Nigeria LNG. // Nigeria LNG Ltd. Shareholders. URL: <http://www.nlng.com/PageEngine.aspx?&id=43>

технологические линии общей мощностью 10 млн. тонн/год¹⁵⁴. Первоначально строительство предполагалось начать в 2011г., но окончательное инвестиционное решение не было принято. Предварительное инвестиционное исследование проекта намечено на 2018-2019 годы.

В рамках завода «Олокола» предусмотрены четыре линии общей мощностью 22 млн. тонн/год¹⁵⁵. Проект был инициирован в 2005г., но из-за высокой его стоимости и стремления властей Нигерии увеличить потребление газа на внутреннем рынке, в 2009г. сроки были изменены. Тогда из проекта вышла английская компания «БиДжи Групп» («BG Group»), а летом 2013г. стало известно, что проект собираются покинуть и два других иностранных участника – «Шеврон» («Chevron») и «Шелл» («Shell»). В качестве одной из причин считается невыполнение федеральным правительством Нигерии своих обязательств по этому проекту. Несмотря на то, что пока завод планируется построить к 2020г., никакой ясности по условиям реализации проекта нет.

Египет

За последнее десятилетие доказанные запасы природного газа Египта увеличились на 20%, составив на конец 2012г. 2 трлн. куб. м¹⁵⁶, а его добыча выросла в 2,3 раза¹⁵⁷. Открытие месторождений в дельте Нила и на шельфе Средиземного моря сделали Египет одним из значимых поставщиков газа. На мировой газовый рынок страна вышла относительно недавно, с середины 2000-х годов, с пуском Арабского газового трубопровода (AGP) и введением первого

¹⁵⁴ The Brass LNG Project (Nigeria). // Total. Energies&Expertise. Oil&Gas. Exploration&Production. Projects&Achievements. Liquefield Natural Gas Projects. Brass LNG. URL: <http://total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/projects-achievements/lng/brass-lng>

¹⁵⁵ Ok-Olokola-LNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Nigeria. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁵⁶ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁵⁷ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

завода по производству сжиженного газа. В 2012г. Египет экспортировал 6,7 млн. тонн СПГ¹⁵⁸.

В Египте действует два комплекса по производству СПГ – заводы «Сегаз» («Segas») и «Иджишпен» («Egyptian LNG Plant»), поставляющие сжиженный газ преимущественно в Европу и США.

СПГ-комплекс «Сегаз» носит название управляющей компании («SEGAS» – Spanish Egyptian Gas Company) или часто именуется по месту нахождения «Дамьетта» («Damietta LNG Plant»). Оператор проекта «СЕГАЗ» принадлежит на 80% испано-итальянской компании «Юнион Феноза Газ» («Unión Fenosa Gas») и по 10% – двум египетским государственным компаниям «Иджишпен Найчерал Газ Холдинг» («Egyptian Natural Gas Holding Company» («EGAS»)) и «Иджишпен Дженерал Петролеум Корпорейшн» («Egyptian General Petroleum Corporation» («EGPC»))¹⁵⁹.

Строительство завода «Дамьетта» началось в 2001г., и в конце 2004г. была введена в эксплуатацию первая СПГ-линия мощностью 5,5 млн. тонн/год¹⁶⁰. В 2006г. было принято решение о расширении производственного комплекса с целью сооружения второй технологической линии несколько большей мощности. Однако впоследствии строительство было отложено в силу ограниченности запасов природного газа на ближайших месторождениях, роста спроса на газ на внутреннем рынке Египта и ряда других причин. В 2013г. завод «Дамьетта» был остановлен, поскольку по решению властей Египта газ, направляемый на производство СПГ и экспорт, был перенаправлен на внутренний рынок страны, испытывающий острый дефицит «голубого топлива».

Строительство завода «Иджишпен СПГ» («Egyptian LNG Plant») осуществлялось в течение 2002-2005 годов. В 2005г. начались первые поставки

¹⁵⁸ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁵⁹ SEGAS Liquefied Natural Gas Complex, Damietta, Egypt. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/seagas/>

¹⁶⁰ SEGAS Liquefied Natural Gas Complex, Damietta, Egypt. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/seagas/>

СПГ. На заводе работает две технологические линии, мощность каждой из них составляет 3,6 млн. тонн/год¹⁶¹, кроме этого планировалось строительство третьей линии (всего предусмотрено сооружение шести линий). Однако, учитывая рост спроса на газ на внутреннем рынке Египта, по мнению автора, в настоящее время строительство дополнительных СПГ-линий представляется нецелесообразным. Участниками проекта «Иджиптиан СПГ» выступили вышеуказанные египетские государственные компании («EGPC», «EGAS» по 12%) и иностранные компании «БиДжи Групп» («BG Group», 35,5%), «Петронас» («Petronas», 35,5%) и «Газ де Франс» («Gaz de France», 5%)¹⁶².

В целом страны Африки поставляют на мировой рынок до 54 млрд. куб. м, или 16% сжиженного газа¹⁶³. Помимо СПГ-производств Алжира, Нигерии и Египта, действует небольшой комплекс «Марса-Эль-Брега» («Marsa El Brega») в Ливии мощностью 3,2 млн. тонн/год¹⁶⁴, экваториально-гвинейский завод («EG LNG Plant») мощностью 3,7 млн. тонн/год¹⁶⁵ (с возможностью увеличения до 20 млн. тонн/год¹⁶⁶). В 2013г. введён в эксплуатацию СПГ-комплекс («Angola LNG Plant») в Анголе. Его производительность составляет 5,2 млн. тонн/год¹⁶⁷. В Республике Мозамбик планируется строительство первого крупного СПГ-завода «Мозамбик» («Mozambique») из четырёх технологических линий общей производительностью 20 млн. тонн/год¹⁶⁸. Пуск в эксплуатацию намечен на 2018г. В случае успешной реализации проекта общая мощность завода может составить около 50 млн. тонн/год¹⁶⁹.

¹⁶¹ Egyptian LNG. Asset integrity. URL: <http://www.egyptianlng.com/ELNG/Project/>

¹⁶² Egyptian LNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Egypt. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>.

¹⁶³ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁶⁴ Marsa El Brega. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Libya. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>.

¹⁶⁵ Equatorial Guinea (EG) LNG. Train 1. URL: http://www.eglng.com/Train_1/

¹⁶⁶ Equatorial Guinea (EG) LNG. Train 2. URL: http://www.eglng.com/Train_2/

¹⁶⁷ Angola LNG. About us. URL: <http://www.angolalng.com/project/aboutLNG.htm>

¹⁶⁸ Mozambique LNG. Overview. URL: <http://www.mzlng.com/index.html>

¹⁶⁹ Mozambique LNG. Development. URL: <http://www.mzlng.com/pages/development.html>

Страны Северной и Южной Америки

Латинская Америка

Совокупные запасы природного газа стран Латинской Америки составляют 7,6 трлн. куб. м¹⁷⁰. До 2010г. единственным поставщиком СПГ на мировой рынок среди стран этого региона являлся Тринидад и Тобаго несмотря на относительно небольшие запасы природного газа – 0,4 трлн. куб. м¹⁷¹.

В июле 1995г. 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 1992г. Строительство завода «Атлантик» («Atlantic») началось в 1996г. Он располагается в самом маленьком районе Тринидад и Тобаго «Поинт Фортин» («Point Fortin»). В 1998г. была запущена первая технологическая линия мощностью 3 млн. тонн/год, все строительные работы завершились только в 1999г., и в апреле произошла первая отгрузка СПГ. В 2002-2003 гг. запускаются ещё две линии (по 3,3 млн. тонн/год), а в конце 2005г. – последняя четвёртая (5,2 млн. тонн/год), увеличив общую производительность завода до 15 млн. тонн СПГ/год¹⁷². Планы по строительству ещё двух дополнительных линий были отложены. Завод «Атлантик» оборудован четырьмя резервуарами для хранения сжиженного газа и двумя специальными портовыми погрузочными терминалами. Для производства сжиженного газа в Тринидад и Тобаго используется технологический процесс компании «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips»), впервые применённый на заводе «Кенаи» («Kenai LNG Plant») на Аляске в 1969г. («ConocoPhillips Optimised Cascade Process»). Участниками проекта «Атлантик СПГ» (с разными долями в разных технологических СПГ-линиях) являются

¹⁷⁰ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁷¹ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁷² Atlantic LNG. Our business. Our trains.

URL: http://www.atlanticlng.com/index.php?option=com_content&view=article&id=82:our-trains&catid=81&Itemid=490

«БиПи», «Биджи» («BG»), «ЭнджиСи Тринидад и Тобаго» («NGC Trinidad and Tobago») и с 2014г. «Шелл» («Shell») вместо «Репсол» («Repsol») ¹⁷³.

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 природного газа Перу составляют всего 0,4 трлн. куб. м ¹⁷⁴, и, тем не менее, это государство начало активно развивать производство сжиженного газа на основе ресурсов крупного месторождения «Камисеа» («Camisea»). Проект стартовал в январе 2007г. под управлением дочернего общества американской компании «Хант Ойл» («Hunt Oil Company»), которой принадлежит 50% в проекте; другими участниками проекта являются южнокорейская «СК Групп» («SK Group», 20%), испанская «Репсол» («Repsol YPF», 20%) и японская корпорация «Марубени» («Marubeni Corporation», 10%) ¹⁷⁵. В настоящее время на заводе построена одна производственная линия мощностью 4,4 млн. тонн/год и два резервуара для хранения СПГ ёмкостью 130 тыс. куб. м каждый ¹⁷⁶. Предполагается, что реализация данного проекта позволит Перу закрепить свои позиции на мировом рынке газа в качестве нетто-экспортёра.

Бельгийская компания «Эксмар» («Exmar») начала работы по строительству небольшого плавучего СПГ-завода «Пуэрто Бахия» («Puerto Bahia FLRSU») вблизи Карибского побережья Колумбии. Его производительность составит 0,5 млн. тонн ¹⁷⁷. Компания достаточно оптимистично оценивает свой проект, запуск которого намечен на 1-й квартал 2015г. В Бразилии ведутся предпроектные работы по сооружению плавучего завода мощностью

¹⁷³ Atlantic LNG. Our business. Our trains

URL: http://www.atlanticlng.com/index.php?option=com_content&view=article&id=82:our-trains&catid=81&Itemid=490

¹⁷⁴ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁷⁵ Peru LNG Project. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/peru-lng/>

¹⁷⁶ Peru LNG. Nuestro Proyecto. Planta de Licuefaccion.

URL: <https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>

¹⁷⁷ Puerto Bahia FLRSU. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Columbia.

URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>.

2,7 млн. тонн¹⁷⁸. В перспективе на рынок СПГ может выйти и Венесуэла, однако в настоящее время планы по строительству завода «Дельта Карибе» («Delta Caribe LNG Plant») отложены.

Северная Америка

Несмотря на крупные запасы природного газа в США (8,5 трлн. куб. м¹⁷⁹), производство сжиженного газа было представлено только на единственном старейшем заводе «Кенаи» («Kenai LNG Plant»), действующем с 1969г. Завод мощностью около 1,5 млн. тонн/год¹⁸⁰ принадлежит двум американским компаниям «КонокоФиллипс» («ConocoPhillips») и «Марасон Ойл» («Marathon Oil»); оператором является компания «КонокоФиллипс»¹⁸¹. Весь производимый сжиженный газ перевозит единственный газозов, который курсирует между Аляской и Японией. Из-за небольших объёмов производства в феврале 2011г. было принято решение о закрытии завода и использовании добываемого газа для местных потребностей. Интересы «КонокоФиллипс» переместились в сторону австралийских СПГ-проектов. Но летом 2012г. компания-оператор вновь возобновила поставки сжиженного газа с завода «Кенаи» в Азию. В конце марта 2013г. закончился срок экспортной лицензии завода, и производство было остановлено. Однако власти американского штата Аляски обратились к «КонокоФиллипс» с просьбой о возобновлении производства сроком на три года¹⁸². В декабре 2013г. компания подала необходимые документы на получение

¹⁷⁸ Santos Basin FLNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. Brazil. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>.

¹⁷⁹ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁸⁰ Kenai. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. US-West. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁸¹ Alaska's Kenai LNG Plant Celebrates 40 Years and Key Relationships with Japan. // Conocophillips. Worldwide operations.

URL: http://www.conocophillips.com/EN/about/worldwide_ops/country/north_america/Pages/AlaskaKenaiLNG.aspx

¹⁸² Bradner T. State asks ConocoPhillips to reopen idle Kenai LNG plant. // Alaska Journal of Commerce. 12.09.2013.

URL: <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/September-Issue-3-2013/State-asks-ConocoPhillips-to-reopen-idle-Kenai-LNG-plant/>

новой экспортной лицензии (пока на два года¹⁸³), приняв решение, что «Кенаи» будет работать сезонно. Например, в зимний период газ не будет поставляться на экспорт из-за высоких потребностей местных коммунальных служб и организаций.

В настоящее время США проявляет большой интерес к экспорту сланцевого газа и, соответственно, разрабатывается значительное количество проектов по строительству СПГ-заводов. По состоянию на 17 мая 2013г. в Департамент энергетики США (Department of Energy) поступило 26 заявок на одобрение проектов по экспорту сжиженного газа в другие государства, из них только два получили одобрение - «Сабин Пасс» («Sabine Pass LNG Plant») и «Фрипорт» («Freeport»)¹⁸⁴. Наиболее активно реализуется проект компании «Шениер Энерджи» («Cheniere Energy») под названием «Сабин Пасс», который предусматривает сооружение четырёх технологических линий общей мощностью около 18 млн. тонн СПГ/год¹⁸⁵. По состоянию на июнь 2013г. строительномонтажные работы по первым двум линиям выполнены на 38%¹⁸⁶, их пуск в эксплуатацию запланирован на 2015-2016гг. Сооружение третьей и четвертой линий началось в мае 2013г., завершить все работы предполагается в 2017г.

Кроме того, в США планируется строительство СПГ-завода «Ков Поинт» («Cove Point») производительностью 5,25 млн. тонн/год в штате Мэриленд (запуск намечен на 2017г.)¹⁸⁷ и «Лейк Чарльз» («Lake Charles») мощностью 15 млн. тонн/год¹⁸⁸ в штате Луизиана. На прединвестиционной стадии находятся

¹⁸³ Bradner T. ConocoPhillips applies for export permit to restart Kenai LNG plant. // Alaska Journal of Commerce. 12.02.2013. URL: <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/Breaking-News-2013/ConocoPhillips-applies-for-export-permit-to-restart-Kenai-LNG-plant/>

¹⁸⁴ U.S. Natural Gas Imports & Exports 2012. // U.S. Energy Information Administration. Natural gas. 23.07.2013. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/importsexports/annual/>

¹⁸⁵ Sabine Pass Liquefaction Project. // Cheniere Energy. URL: http://www.cheniere.com/lng_industry/sabine_pass_liquefaction.shtml

¹⁸⁶ Sabine Pass Liquefaction Project. // Cheniere Energy. URL: http://www.cheniere.com/lng_industry/sabine_pass_liquefaction.shtml

¹⁸⁷ Cove Pt. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. US-East. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁸⁸ Lake Charles Liquefaction Project. Project description // Panhandle Energy. URL: <http://www.panhandleenergy.com/lakecharles/lakecharles.asp>

проекты «Фрипорт» (13,2 млн. тонн/год) и «Лавака Бей» («Lavaca Bay», 4,4 млн. тонн/год) в штате Техас, и «Саузерн» («Southern», 2,5 млн. тонн/год) в штате Джорджия¹⁸⁹. Будущее многих других проектов пока остаётся неясным. Следует отметить, что ряд американских компаний выступают против экспорта газа из США, опасаясь роста цен на внутреннем рынке, и предлагают вообще запретить его экспорт в ближайшем будущем.

Основываясь на опыте США, в Канаде также предполагается строительство первого завода по производству сжиженного газа – «Китимат» («Kitimat LNG Plant») мощностью 5 млн. тонн/год (с перспективой увеличения до 10 млн. тонн/год)¹⁹⁰. В октябре 2011г. Национальный совет по энергетике Канады (National Energy Board) выдал «Китимат» 20-летнюю экспортную лицензию. Участниками проекта являются «Шеврон» («Chevron») и «Апаче» («Apache») – по 50%¹⁹¹. Пока «Китимат» находится на стадии предварительного проектирования. Ввод в эксплуатацию СПГ-завода будет возможен не ранее 2017г. Помимо «Китимат» в Канаде планируется строительство завода «СПГ Канада» («LNG Canada») производительностью 12 млн. тонн/год (с перспективой удвоения этой мощности)¹⁹², «Пасифик НорсВест» («Pacific NorthWest») мощностью 19,6 млн. тонн/год¹⁹³ и небольшого плавучего СПГ-завода «Дуглас Чэннел» («Douglas Channel Barge LNG Plant») мощностью всего 0,9 млн. тонн/год¹⁹⁴.

Евроазиатский регион

Запасы природного газа евроазиатского региона составили 58,4 трлн. куб. м, или 31% от мировых запасов, (из них 32,9 трлн. куб. м – Россия) на конец

¹⁸⁹ Freeport, Lavaca Bay LNG, Southern LNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. US-East. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁹⁰ Kitimat LNG. Project description. URL: http://www.kitimatlngfacility.com/Project/project_description.aspx

¹⁹¹ Kitimat LNG. Project. Ownership. http://www.kitimatlngfacility.com/Project/project_ownership.aspx

¹⁹² LNG Canada. Project overview. URL: <http://lngcanada.ca/our-business/project-overview/>

¹⁹³ Pacific NW LNG. // The Independent Natural Gas Information Site. LNG project database. US-West. URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>

¹⁹⁴ Douglas Channel Energy Partnership. Project description. URL: <http://douglaschannelenergy.com/project-description.htm>

2012г.¹⁹⁵, 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 и производством СПГ в данном регионе, 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

Учитывая возможные трудности и применяя последние достижения в газовой сфере, Норвегия в 2003г. начинает 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. В проекте, возглавляемом норвежской государственной нефтяной компанией «Статойл» («Statoil»), приняли участие следующие компании: норвежские «Статойл» (33,53%) и «Петоро» («Petoro», 30%); французские «Тоталь» («Total», 18,4%) и «Газ де Франс» («Gaz de France», 12%); американская корпорация «Хесс» («Hess», 3,26%) и немецкий концерн «РВЕ-ДЕА» («RWE-DEA», 2,81%)¹⁹⁶.

Строительство завода мощностью 4,3 млн. тонн/год и стоимостью 5,3 млрд. долл. США было завершено в 2007г.¹⁹⁷. 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

¹⁹⁵ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

¹⁹⁶ Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Hammerfest, Norway. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snøhvit/>

¹⁹⁷ Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Hammerfest, Norway. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snøhvit/>

конденсата ёмкостью 75 тыс. куб. м¹⁹⁸. Сжиженный газ поставляется преимущественно в Европу и США.

Пуск «Снёвита» в эксплуатацию был ознаменован рядом проблем. С сентября 2007г. он закрывался, по крайней мере, четыре раза. В ноябре 2007г. на заводе произошла протечка морской воды, которая попала в систему охлаждения. Производство СПГ было возобновлено в январе 2008г., но прекращено уже в марте и снова возобновилось только в июле 2008г. С июня по ноябрь 2009г. была прекращена добыча газа на месторождениях, поскольку система охлаждения завода снова потребовала срочного ремонта. На 2011г. также были запланированы мероприятия по отладке и модернизации систем. Также в начале 2011г. представители компании «Статойл» сделали заявление о том, что до конца 2013г. будет принято решение об инвестировании в строительство второй технологической линии на заводе, которая может быть запущена к 2018г.¹⁹⁹. Однако уже осенью 2012г. «Статойл» отказалась от этих планов, вместо этого было принято решение инвестировать в оптимизацию и модернизацию первой технологической линии, увеличив её эффективность и производительность. К вопросу о строительстве второй СПГ-линии «Статойл» надеется вернуться в будущем. В январе 2014г. стало известно, что на заводе вновь была обнаружена утечка газа. Компания «Статойл» была вынуждена остановить производство на два дня до устранения всех проблем.

Также в Норвегии в 2009г. было организовано маленькое СПГ-производство около порта «Рисавика» («Risavika») – завод «**Нордик (Скангасс)**» («Nordic Skangass LNG Plant») мощностью 0,3 млн. тонн/год²⁰⁰. Сначала оператор проекта «Нордик СПГ» («Nordic LNG») принадлежал норвежским «Скангасс»

¹⁹⁸ Snøhvit LNG Export Terminal, Melkøya Island, Hammerfest, Norway. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit/>

¹⁹⁹ Norway's Statoil awards Foster Wheeler pre-FEED for Snohvit LNG boost. // Platts. 15.04.2011.

URL: <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/7469902>

²⁰⁰ Skangass LNG. URL: <http://www.skangass.com/index.cfm?id=352980>

(«Skangass», 60%) и «Лизе» («Lyse», 40%)²⁰¹. В свою очередь «Скангасс» являлся 100% дочерним обществом «Лизе»²⁰². После слияния «Скангасс», который отвечал за строительство и управление заводом, и «Нордик СПГ», который занимался маркетингом, логистикой и сбытом, новая компания стала носить наименование «Скангасс» и объединила в себе вышеуказанные функции.

В настоящее время такое маленькое государство как Норвегия, имея небольшие запасы природного газа в размере 2,1 трлн. куб. м или 1% от мировых запасов²⁰³, является важным поставщиком сжиженного газа в Европе, а также обеспечивает его поставки в США и страны АТР.

Россия

Первый опыт производства сжиженного газа (бытового) в нашей стране обязан результатам Великой отечественной войны. Еще по окончании Второй мировой войны в 1945 году СССР в качестве репараций вывез из Германии разнообразное оборудование, включавшее, в том числе, и оборудование для завода по производству сжиженного газа из синтетического газа по методу Фишера - Тропша (Fischer-Tropsch). Производительность завода, производство которого было запущено в 1952г., составляла 50000 тонн в год.²⁰⁴ Однако к концу 1990-х годов производство сжиженного газа на заводе было прекращено.

Снижение мирового энергопотребления в период финансового кризиса привело к сокращению добычи газа в России на 12% в 2009 г.²⁰⁵ В 2012 г. добыча газа увеличилась, составив 592,3 млрд. куб. м, но по объёмам добычи «голубого топлива» Россия уступает первое место США (681,4 млрд. куб. м.)²⁰⁶. Главным

²⁰¹ Skangass. URL: <http://www.skangass.no/index.cfm?id=355465>

²⁰² Skangass. URL: <http://www.skangass.no/index.cfm?id=355465>

²⁰³ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁰⁴ Olga Glebova. Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects. NG 80 2013, Oxford Univ. OIES pp. 47

²⁰⁵ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2012.xls

URL: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037128&contentId=7068555>

²⁰⁶ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

ограничителем роста добычи газа оставался невысокий спрос на него внутри страны, поскольку более половины добываемого газа потребляется российской промышленностью и сферой жилищно-коммунального хозяйства.

В период кризиса, в феврале 2009г., 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 1994г. специально для разработки Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа в Охотском море, на северо-восточном шельфе острова Сахалина. Акционерами компании являются ОАО «Газпром» (50% + 1 акция), «Шелл» («Shell», 27,5%), «Мицуи» («Mitsui», 12,5%) и «Митсубиши» («Mitsubishi», 10%)²⁰⁷.

На заводе предусмотрены две технологические линии общей мощностью 9,6 млн. тонн СПГ/год и два резервуара объемом 100 тыс. куб. м каждый²⁰⁸. Отгрузка сжиженного газа осуществляется через специальный причал, способный принимать до 160 танкеров-газовозов в год²⁰⁹. Производственные мощности и газотранспортная инфраструктура «Сахалин-2» построены с учётом высокой сейсмичности региона.

Практически все объёмы СПГ, планируемые к производству, были законтрактованы на стадии строительства завода на основе долгосрочных соглашений. Основным покупателем сжиженного газа является Япония, куда и были направлены первые поставки СПГ в рамках контракта, подписанного между «Сахалин Энерджи» и «Тохоку Электрик Пауэр Ко» («Tohoku Electric Power Co»). Партия СПГ объемом 145 тыс. куб. м была доставлена танкером «Сигнус Пассаж»

²⁰⁷ Сахалин Энерджи. Информация о компании. Структура управления.

URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/about_company/management_structure.wbp

²⁰⁸ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.3. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

²⁰⁹ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.3. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

(«Cugnus Passage») на терминал «Хигаши» («Higashi»), крупнейший терминал на западном побережье Японского моря²¹⁰.

В III главе данной работы автор предлагает подробно рассмотреть проект «Сахалин-2» и другие потенциальные российские СПГ-проекты, а также проанализировать перспективы России на мировом рынке сжиженного газа.

В настоящее время мировые мощности по производству СПГ составляют около 300 млн. тонн/год (подробнее в Приложении 2) с перспективой роста на 130-150% в ближайшем будущем²¹¹. Этот рост определяется двумя факторами. Во-первых, растущим спросом на СПГ на мировом рынке со стороны отдельных стран или регионов. 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 расширяются 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.

²¹⁰ Покупатели СПГ: Первая партия СПГ доставлена японской компании «Тохоку Электрик». // Сахалин Энерджи. Ход работ по Проекту «Сахалин-2». Май 2010.

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel&c=3&n=305>

²¹¹ Расчёт автора на основе информации по СПГ-проектам, приведённой в Главе 1; учитывается мощность всех построенных СПГ-линий, включая приостановленные на момент написания Работы.

1.3. Роль инноваций и технологий в развитии рынка СПГ

Уже отмеченная выше теория отраслевых рынков большое внимание уделяет влиянию инноваций и технологий в развитии рынка. Так представитель известной «австрийской школы» Людвиг фон Мизес (Ludwig von Mises), внесший существенный вклад в развитие указанной теории, описывал структуру рынка как динамический процесс открытия новых методов и возможностей, позволяющих улучшить использование ресурсов. Таким образом, согласно Людвигу фон Мизесу, конкурентоспособность компании тем выше, чем выше эффективность ее инновационной деятельности²¹². Инновации и технологии являются самым капиталоемким звеном в цепочке «производство-потребление СПГ». От выбора технологии зависит мощность технологических линий и эффективность их работы в тех или иных климатических условиях. Большое внимание уделяется выбору холодильного цикла, а также типу используемых хладагентов, что соответственно влияет на стоимость строительства завода по производству СПГ в различных странах и регионах мира. Как отмечали такие известные исследователи, как Гари Хамел и Коимбатур Кришнарао Прахалад, авторы концепции «ключевой компетенции»: «Компании должны уметь переходить в новое состояние, а для этого надо думать по-новому»²¹³. Именно умение мыслить по-новому требуется сегодня от руководителей газовых компаний, которые оценивают значимость СПГ и необходимость увеличения объемов его производства.

Мировое производство и потребление СПГ во многом зависят от развития технологий по сжижению газа и возможностей его последующей регазификации. Как отмечает один из авторов - приверженцев теории отраслевых рынков Джон Хагедорн (John Hagedoorn) «с точки зрения роли, которую играет технологическое развитие в отдельных секторах, следует принимать во внимание,

²¹² Ludwig von Mises. Human Action: A Treatise on Economic. / von Mises Ludwig // Indianapolis, IN: Liberty Funds, 2000. p.312. -URL: <http://www.policonomics.com/von-mises/>, <http://www.policonomics.com/industrial-organization/>

²¹³ Gary Hamel and C.K. Prahalad. Competing for the Future. Harvard Business Press, Boston. Mass.1994 p.327

что относящаяся к технологии мотивация может быть доминантной в соответствующих секторах»²¹⁴.

Однако кроме строительства производственных и регазификационных мощностей, особую роль играет состояние газотранспортной инфраструктуры. Наличие отлаженной и распространённой системы газопроводов в той или иной стране (регионе) связано не столько с потреблением непосредственно сжиженного природного газа, сколько с использованием обычного природного газа, чаще всего добываемого непосредственно внутри страны или региона, поэтому эту тему в настоящей работе автор не затрагивает. Что касается рынка сжиженного газа, то под газотранспортной инфраструктурой, прежде всего, следует понимать создание газовых хранилищ и систем транспортировки СПГ. Сегодня в мире построено более 330 резервуаров для хранения СПГ на импортных терминалах²¹⁵. Для их сооружения используются различные технологии и конструкторские решения, обеспечивая безопасность и надёжность наземных и подземных хранилищ. Резервуары бывают не только береговыми, но и транспортными. Тогда их часто называют танками, поскольку они применяются преимущественно на танкерах-газовозах для перевозки сжиженного газа от завода-производителя к импортному приёмному терминалу. Существуют также технологии железнодорожной и автомобильной транспортировки СПГ с использованием специальных цистерн, однако широко распространения они не получили, поскольку только морские суда дают возможность перевозить сжиженный природный газ на большие расстояния и в больших объёмах.

Современные технологии сжижения газа

Быстрое развитие мирового рынка сжиженного газа и исторически высокие цены на энергоносители побуждают к поиску и разработке всё новых и новых

²¹⁴ John Hagedoorn. Understanding the rationale of strategic technology partnering: Interorganizational modes of cooperation and sectoral differences. *Strategic Management Journal*. July 1993. Volume 14, Issue 5, p. 267.

²¹⁵ LNG Import Terminals (Table). // *LNG journal*, September 2010. – URL: <http://www.lngjournal.com/lng/>

месторождений. Потенциальная прибыль от капиталоемких СПГ-проектов привлекает всё большее количество производителей, которые в поисках новых источников газа готовы уходить в более отдалённые районы с менее благоприятными климатическими, социальными и/или политическими условиями, и инвестировать больше средств в развитие технологий сжижения газа.

Все усилия, направленные на совершенствование технологий, сводятся к получению максимального дохода в минимальные сроки, ограниченные высокой эффективностью проекта, минимизацией затрат, высокой мощностью и значительной гибкостью, чтобы соответствовать текущим тенденциям мирового рынка, которые достаточно быстро меняются.

При изучении технологий сжижения газа особое внимание уделяется холодильным циклам, где используются углеводородные или другие вещества (соединения) для поглощения тепла от природного газа, который охлаждается, проходя через многочисленные циклы расширения, прежде чем СПГ поступит в газовую турбину холодильного компрессора (компрессора хладагента). Это ключевой процесс, на котором основаны различные технологии сжижения.

Применяемые сегодня в промышленном масштабе технологии сжижения газа характеризуются высокой эффективностью, гибкостью, низкими операционными издержками. Постоянные новации в области хладагентов и прочих конструкторских разработок в сфере СПГ-проектов стимулируют развитие более удобных, надёжных и адаптивных систем.

Технические возможности транспортировки и хранения сжиженного газа играют не менее важную роль в цепочке «производство-потребление СПГ». Растущий мировой спрос на сжиженный газ стимулирует постоянный рост мощностей, необходимых для его хранения. Страны-потребители стремятся увеличить не только количество СПГ-резервуаров, но и их ёмкость. Также уделяется повышенное внимание экологическому аспекту и безопасности этих

хранилищ, а, следовательно, развиваются решения и технологии по их проектированию и строительству.

Резервуары для хранения СПГ

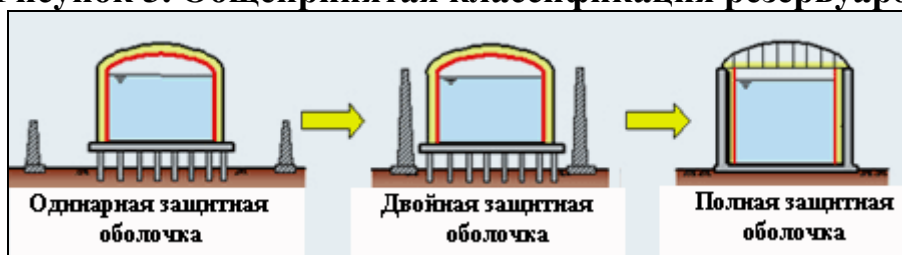
В настоящее время существует множество различных резервуаров для хранения сжиженного газа, однако все резервуары имеют первичную и вторичную системы защитной оболочки. Первичная оболочка необходима для нормального функционирования резервуара, то есть для хранения СПГ; вторичная необходима на случай разгерметизации, аварии или повреждения первичной оболочки. Опираясь на данный критерий, резервуары можно классифицировать по следующим категориям:

- Резервуары с одинарной защитной оболочкой имеют металлическую ёмкость первичного хранения цилиндрической формы и в качестве дополнительной системы защиты – земляной вал или защитную дамбу. Только внутренняя ёмкость способна поддерживать низкие температуры, необходимые для хранения сжиженного газа. Подобные резервуары были первыми в мире хранилищами СПГ.
- Резервуары с двойной защитной оболочкой также имеют металлическую ёмкость первичного хранения цилиндрической формы и отдельную металлическую или усиленную бетонную ёмкость в качестве вторичного бака. Внутренний и внешний баки могут независимо друг от друга обеспечивать условия для хранения СПГ. Такие резервуары создавались для хранения небольших объёмов сжиженного газа и не получили широкого распространения, поскольку очень быстро появился третий тип резервуаров.
- Резервуары с полной защитной оболочкой, которые помимо первичного металлического бака цилиндрической формы, оборудованы металлической или бетонной наружной ёмкостью, которая на первый

взгляд является независимой, но представляет собой единую структуру с внутренним баком. Обе ёмкости способны независимо друг от друга поддерживать условия, необходимые для хранения СПГ. Однако главное отличие резервуара с полной защитной оболочкой от аналога с двойной заключается в том, что в третьем типе резервуаров внешний бак позволяет не только хранить сжиженный газ, но и контролировать выпуск (удаление) паров, возникающих при утечке СПГ.

- Резервуары с полной защитной оболочкой мембранного типа имеют тонкий металлический мембранный внутренний бак цилиндрической формы, который усиливается бетонной наружной ёмкостью. Внешний бак также служит защитной оболочкой от протечек. Такие резервуары не получили широкого распространения в мире, исключением стали Япония и Южная Корея.

Рисунок 3. Общепринятая классификация резервуаров



Источник: Tokyo Gas²¹⁶

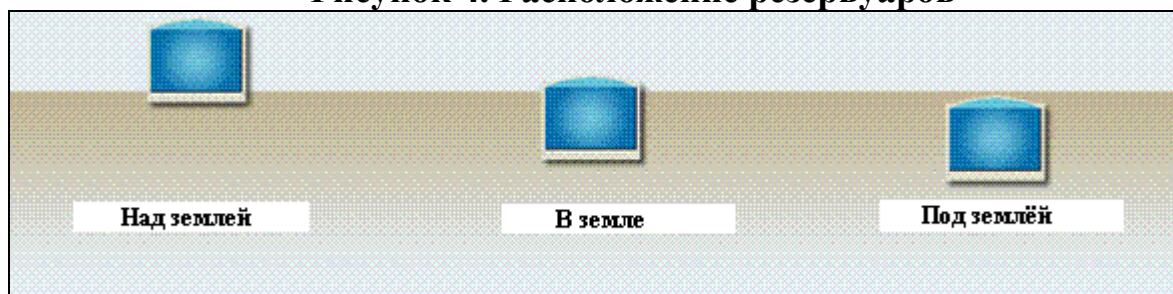
Резервуары с полной защитной оболочкой считаются самыми современными и рекомендуемыми к использованию. Несмотря на то, что все четыре типа резервуаров могут сооружаться над землёй и под ней, только мембранные хранилища строятся под землёй.

Таким образом, резервуары можно классифицировать и по их расположению. Часто они подразделяются на наземные и подземные, но фактически подземные

²¹⁶ In-ground LNG Storage Tanks. // Tokyo Gas. URL: <http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/ug-tank/index.html>

можно ещё классифицировать на расположенные в земле и полностью под землёй.

Рисунок 4. Расположение резервуаров



Источник: Tokyo Gas²¹⁷

Во всем мире строительство СПГ-резервуаров, как правило, осуществляется в соответствии с двумя международными стандартами:

- **Североамериканским стандартом NFPA 59a (2009г.)²¹⁸**, первое официальное издание которого было принято в 1967г. Данный документ описывает основы производства, хранения сжиженного природного газа и обращения с ним. Положения стандарта периодически пересматриваются и дополняются. NFPA 59a вводит использование иного стандарта – API 620, который описывает процедуру проектирования и строительства крупных сварных наземных резервуаров низкого давления;
- **Европейским стандартом EN 1473 (2007г.)²¹⁹**, впервые опубликованным в 1997г. Стандарт содержит основные положения, регулирующие проектирование, строительство и эксплуатацию береговых установок, включая те, которые предназначены для сжижения, хранения, регазификации, перевозки, погрузки и разгрузки СПГ. Данный документ ссылается на Британский стандарт BS 7777, который регулирует

²¹⁷ In-ground LNG Storage Tanks. // Tokyo Gas. URL: <http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/ug-tank/index.html>

²¹⁸ NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). // URL: <http://www.nfpa.org/aboutthecodes/AboutTheCodes.asp?DocNum=59A&cookie%5Ftest=1>

²¹⁹ EN 1473:2007 Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of onshore installations.// URL: <http://www.pngis.net/standards/details.asp?StandardID=EN+1473%3A2007>

проектирование и строительство плоскостенных вертикальных цилиндрических резервуаров, поддерживающих низкие температуры.

В Европейском стандарте EN 1473 предусмотрена классификация газовых резервуаров, однако ни в BS 7777, ни в API 620, которые дают полное и чёткое описание процедуры проектирования, строительства и испытаний наземных СПГ-хранилищ, не упоминаются подземные и наземные мембранные резервуары. Поэтому был разработан ещё один Европейский стандарт EN 14620, предусматривающий сооружение подземных хранилищ и мембранных резервуаров.

Наиболее интересная история развития подземных резервуаров для хранения газа связана с японской компанией «Токио Газ» («Tokyo Gas»). В 1970г. компания построила первое в мире подземное хранилище ёмкостью 10 тыс. куб. м²²⁰. В дальнейшем вместимость резервуаров первого поколения постепенно увеличивалась, и к началу 1980-х гг. составляла около 80 тыс. куб. м²²¹. Появление технологии «стена в грунте»²²² и усовершенствование бетонных конструкций позволили строить под землёй хранилища второго поколения ёмкостью 130-140 тыс. куб. м²²³. В 1995г. на терминале «Негиши» («Negishi Terminal») был сооружен крупнейший в мире подземный резервуар вместимостью 200 тыс. куб. м²²⁴. В 1998г. на терминале «Огишима» («Ohgishima Terminal») построено хранилище, расположенное полностью под землёй. В 2000-х годах

²²⁰ In-ground LNG Storage Tanks. // Tokyo Gas. URL: <http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/ug-tank/index.html>

²²¹ New Type of In-ground LNG Storage Tank Offering Improved Economy, Reliability, and Safety. // Tokyo Gas. URL: http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/stp3/03a5_e.html

²²² Стена в грунте — это геотехническая технология, применение которой позволяет осваивать подземное пространство в стеснённых условиях, не нарушая сохранность окружающей среды. Метод «Стена в грунте» заключается в устройстве узких и глубоких траншей (0,5-1,2 метра шириной, и до 40 и более метров глубиной) под глинистым раствором, и последующем их заполнении грунтом или грунтобетоном, монолитным бетоном или железобетоном. Стены сооружения возводятся в траншеях, которые удерживаются при помощи глинистой суспензии, создающей избыточное давление на грунт и предохраняющей от обрушения. Метод «Стена в грунте» применяется при возведении подземных и заглублённых конструкций в промышленном и гражданском строительстве, при строительстве транспортных, гидротехнических и водопроводно-канализационных инженерных сооружений. URL: http://www.sgk-sv.ru/tech_stena.html

²²³ New Type of In-ground LNG Storage Tank Offering Improved Economy, Reliability, and Safety. // Tokyo Gas. URL: http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/stp3/03a5_e.html

²²⁴ New Type of In-ground LNG Storage Tank Offering Improved Economy, Reliability, and Safety. // Tokyo Gas. URL: http://www.tokyo-gas.co.jp/techno/stp3/03a5_e.html

появились резервуары третьего поколения, первый из которых был введён в эксплуатацию в 2003г. Его особенностью является жёсткое монолитное соединение фундаментной (нижней) плиты и боковых стен с целью повышения его надёжности и безопасности по сравнению с аналогами предыдущих поколений.

В октябре 2013г. на терминале «Огишима» компания «Токио Газ» завершила строительство нового (четвертого) подземного хранилища, расположенного полностью под землёй, которое стало крупнейшим в мире. Его вместимость составляет 250 тыс. куб. м²²⁵.

Рисунок 5. Строительство нового подземного резервуара на терминале «Огишима»



Источник: Korea Gas Union²²⁶

Резервуар представляет собой цилиндр с бетонным основанием, бетонными стенами, бетонной крышей и имеет металлическую мембрану и изоляционную защиту. Задача бетонного основания и стен - выдерживать давление земли и грунтовых вод, металлическая мембрана, закреплённая на внутренней стороне бетонной конструкции, должна удерживать жидкость и пары СПГ. Изоляционная защитная оболочка прокладывается между мембраной и бетонной конструкцией

²²⁵ Tokyo Gas Completes Fourth LNG Tank at Ohgishima Terminal. // LNG World News. October 30, 2013.
URL: <http://www.lngworldnews.com/tokyo-gas-completes-fourth-lng-tank-at-ohgishima-terminal/>

²²⁶ The Challenges with the world's largest 250 000 kl LNG Tank.pdf, с.2. // Korea Gas Union. Publications.
URL: <http://www.kgu.or.kr/>

для подавления процесса испарения СПГ. По сравнению с существующим подземным резервуаром емкостью 200 тыс. куб. м новое хранилище имеет аналогичный диаметр 72 м, но бóльшую максимальную глубину содержания жидкости – 61,7 м²²⁷.

Строительство крупнейшего наземного хранилища вместимостью 270 тыс. куб. м²²⁸ ведётся под руководством корейской корпорации «КоГаз» («KoGas») на терминале «Самчеок» («Samcheok»). В рамках программы по расширению мощностей приёмного терминала планируется построить три таких резервуара. Каждый из них будет иметь диаметр 90 м при высоте содержания жидкости 42,7 м²²⁹. Завершение строительных работ запланировано на 2016г.

Рисунок 6. Строительство наземных резервуаров на терминале «Самчеок»



Источник: Dr. Young-Myung Yang. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m³ Full Containment LNG Tank.pdf, с.33. // Korean Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

В мире построено более 330 наземных и подземных резервуаров для хранения СПГ на импортных терминалах общей вместимостью около 35 млн. куб. м²³⁰. Процесс хранения сжиженного газа является важной составляющей в цепочке «производство-потребление СПГ», поскольку не только

²²⁷ The Challenges with the world's largest 250 000 kl LNG Tank.pdf, с.3. // Korea Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

²²⁸ Dr. Young-Myung Yang. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m³ Full Containment LNG Tank.pdf. // Korean Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

²²⁹ Dr. Young-Myung Yang. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m³ Full Containment LNG Tank.pdf, с.31. // Korean Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

²³⁰ LNG Import Terminals (Table). // – URL: <http://www.lngjournal.com/lng/>

даёт возможность использовать такой экологический вид топлива как газ, например, в условиях полного отсутствия его добычи внутри страны или регионе, но и планировать процедуру его потребления и применения, поскольку данные хранилища позволяют «накапливать» определённый объём сжиженного газа для его последующей регазификации и использования в холодные периоды или во время повышенного спроса.

Морская транспортировка СПГ

В настоящее время перевозка сжиженного природного газа может осуществляться автомобильным, железнодорожным и водным транспортом. Однако имеющийся опыт транспортировки СПГ показал, что наиболее оптимальным вариантом при перевозке значительных объёмов сжиженного газа на большие расстояния является морская транспортировка. Как правило, производство сжиженного газа располагается в значительном удалении от основных рынков сбыта, и часто морская перевозка оказывается не только удобным способом поставки этого вида топлива, но и единственным возможным вариантом (например, из Тринидад и Тобаго в Европу).

Транспортировка СПГ по морю, от завода по производству сжиженного газа до приёмного терминала в стране-импортёре, осуществляется на специальных танкерах-газовозах. Такие перевозки стали реально выполнимыми в процессе развития технических возможностей и криогенных технологий, которые стали внедряться применительно к морским судам, которые стали называться газовозами.

Первый в мире экспериментальный газовоз представлял собой переоборудованное судно под названием «Нормарти» («Normarti»), которое было переименовано в 1957г. в «Метановый Пионер» («Methane Pioneer»). В 1959г. этот газовоз доставил первые 5 тыс. куб. м газа²³¹ с завода близ г. Лейк Чарльз, штат

²³¹ Marine Transportation of LNG.pdf, с.7. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation. URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

Луизиана, США, на приёмный терминал на острове Канвей в Великобританию. «Метановый Пионер» был оборудован 5-ю алюминиевыми призматическими резервуарами с защитным изоляционным материалом, сделанным из фанеры и уретана²³². Резервуары фиксировались с помощью деревянных перекрытий, которые одновременно предупреждали контакт между самими резервуарами, а также между резервуарами и конструкциями танкера.

В тот же период в Великобритании строятся специальные танкеры грузоподъемностью 27,4 тыс. куб. м²³³ для перевозки сжиженного газа – «Метановая Принцесса» («Methane Princess») и «Метановый Прогресс» («Methane Progress»). Эти газовозы перевозили СПГ из Алжира в Великобританию с 1964г. Танкер «Метановая Принцесса» курсировал до 1986г., «Метановый Прогресс» – до 1997г. С 1965г. транспортировку сжиженного газа из Алжира во Францию стал осуществлять французский газовоз «Жуль Верн» («Jules Verne»).

В 1969г. начинаются поставки СПГ с американского завода «Кенаи» («Kenai») в Японию. Перевозки осуществляли шведские танкеры «Полар Аляска» («Polar Alaska») и «Арктик Токио» («Arctic Tokyo») грузоподъемностью 71,5 тыс. куб. м²³⁴ с грузовой системой мембранного типа.

В 1971г. норвежская компания «Кваернер» («Kvaerner») впервые внедрила новую сферическую систему танкерных резервуаров типа «Мосс» («Moss»), вместимостью 88 тыс. куб. м²³⁵ на газовоз «Норман Леди» («Norman Lady»).

В середине 1970-х годов начался новый этап развития мирового танкерного флота: грузоподъемность газовозов превысила 100 тыс. куб. м. В 1975г. начал

²³² Introduction to LNG. // Bureau of Economic Geology: Center for Energy Economics.

URL: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_06.php

²³³ Marine Transportation of LNG.pdf, с.8. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation.

URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

²³⁴ Marine Transportation of LNG.pdf, с.8. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation.

URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

²³⁵ Marine Transportation of LNG.pdf, с.8. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation.

URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_-_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

курсировать самый крупный на тот период танкер французской постройки «Бен Франклин». Его вместимость составила 120 тыс. куб. м²³⁶.

В конце 1970-х гг. стало очевидно, что СПГ-индустрия активно развивается и расширяется. Многие компании начали признавать, что для дальнейшего развития необходимо разработать определённые стандарты или общие «правила игры». Так в октябре 1979г. была создана международная некоммерческая организация «SIGTTO» или «Общество международных операторов газовых танкеров и терминалов» («Society of International Gas Tankers and Terminal Operators Ltd»), целью которого является продвижение высоких стандартов и лучших практик в области международных перевозок газа для судов-газовозов и терминалов. Организация была зарегистрирована на Бермудских островах, и её участниками были всего 13 компаний²³⁷. В 1982г. «SIGTTO» получила статус обозревателя (наблюдателя) при Международной Морской Организации (ИМО). Сегодня членами «SIGTTO» являются более 150 компаний²³⁸, то есть почти все компании, задействованные в СПГ-индустрии.

В 1993г. для перевозки сжиженного газа с Аляски в Японию были запущены арктические газовозы «Поляр Игл» («Polar Eagle») и «Арктик Сан» («Arctic Sun»), оборудованные новыми призматическими танкерными резервуарами типа «СПБ» («SPB»), разработанными японской корпорацией «ИХИ» («INI Corporation»). Их вместимость составляла 83,5 тыс. куб. м²³⁹.

Технические решения и конструкторские разработки продолжали активно развиваться: стали появляться новые танкеры с бóльшей вместимостью и способные преодолевать длительные расстояния. Сегодня мировой флот

²³⁶ Marine Transportation of LNG.pdf, с.9. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation. URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_--_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

²³⁷ SIGTTO Booklet.pdf, с.2. // SIGTTO. URL: <http://sigtto.re-invent.net/dnn/History/tabid/72/Default.aspx>

²³⁸ SIGTTO Booklet.pdf, с.2. // SIGTTO. URL: <http://sigtto.re-invent.net/dnn/History/tabid/72/Default.aspx>

²³⁹ Marine Transportation of LNG.pdf, с.10. // Maritime Administration. U.S. Department of Transportation. URL: www.marad.dot.gov/documents/DWP_--_Marine_Transportation_of_LNG.pdf - 2008-11-17

действующих газозовов насчитывает 358 единиц²⁴⁰, которые можно классифицировать по грузовместимости.

Таблица 2. Классификация газозовов по грузовместимости

Тип	Вместимость, тыс. куб. м	Количество	Доля
Q-Max	> 250	13	4%
Q-Flex	200-250	32	9%
Стандартные	100-200	291	81%
Небольшие	<100	22	6%
Всего		358	100%

Источник: LNG Carriers in Service or under construction (Table). // Shipbuilding History. 08.10.2012. URL: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/gas-SP/id704.htm>

Самыми крупными судами являются танкеры типа «Q-Max» и «Q-Flex». Первые газозовы данной грузовместимости появились в конце 2007г. Они выпускаются такими компаниями как «Хёндай Хэви Индастриз» («Hyundai Heavy Industries»), «Дэо Шипбилдинг энд Марин Инжиниринг» («Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering») и «Самсунг Хэви Индастриз» («Samsung Heavy Industries»). Танкеры «Q-Max» и «Q-Flex» были сделаны для перевозки СПГ, произведённого на катарских заводах «Катаргаз» («Qatargas») и «Расгаз» («Rasgas»).

Наибольшее распространение получили газозовы среднего размера грузовместимостью 100-200 тыс. куб. м: их доля достигает 81% (см. Таблицу 2). До сих пор на такие суда предьявляется повышенный спрос. Благодаря этому мировой флот газозовов может увеличиться до 434 единиц к 2016г.²⁴¹

В настоящее время нет универсального подхода к системам хранения СПГ, поэтому все действующие танкеры используют различные грузовые системы. Наиболее известными из них являются:

- Сферические резервуары (танки) типа «Moss» компании «Мосс»;
- Призматические резервуары (танки) типа «SPB» компании «ИХИ» («ИНИ»);

²⁴⁰ LNG Carriers in Service or under construction (Table). // Shipbuilding History. 08.10.2012. URL: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/gas-SP/id704.htm>

²⁴¹ LNG Carriers in Service or under construction (Table). // Shipbuilding History. 08.10.2012. URL: <http://www.aukevisser.nl/supertankers/gas-SP/id704.htm>

- Мембранные резервуары (танки) компаний «Газ Транспорт» («Gas Transport») и «Текнигаз» («Technigaz»).

Общемировая система транспортировки СПГ является главным связующим звеном между 19-ю странами производителями сжиженного и 26-ю странами-потребителями²⁴². Наиболее загруженными направлениями являются линии из стран АТР (Индонезия, Малайзия, Австралия) и Катара в Японию и Южную Корею, а также из Катара и Алжира в Европу. Объёмы морских перевозок значительны. Они осуществляются преимущественно по долгосрочным контрактам (до 25 лет), однако с развитием спотового рынка всё чаще стали заключаться и краткосрочные контракты.

Развитие технологий и инновационные решения в сфере строительства и оборудования танкеров-газовозов с целью обеспечения надёжной перевозки сжиженного газа и его безопасного хранения на борту судна тесно взаимосвязаны с разработкой береговых систем хранения СПГ и его последующей регазификацией. Поскольку независимо от того, на каких условиях осуществляется торговля СПГ, в контракте всегда оговаривается не только наличие газовозов как транспортных средств, но и их технические характеристики, обеспечивающие совместимость бортовых систем с оборудованием береговых приёмных терминалов.

Таким образом, подводя итог изложенному в данной главе материалу, необходимо ещё раз отметить основные тенденции, определяющие динамику мирового производства сжиженного газа, и подчеркнуть особую роль технологий и инновационных разработок на современном этапе.

Развитие мировой экономики оказывает непосредственное влияние на развитие мирового газового рынка. Появление дефицита энергоресурсов в отдельных странах и регионах, отсутствие возможности строительства и

²⁴² World LNG Report – 2013 Edition. // International Gas Union. URL: <http://www.igu.org/news/igu-world-lng-report-2013.pdf>

эксплуатации газопроводов в ряде стран, а также в некоторых случаях сложные климатические условия стимулировали зарождение и становление мирового рынка СПГ как одного из важнейших сегментов газового рынка.

Сегодня можно с уверенностью сказать, что технологии по сжижению газа развиваются действительно быстрыми темпами. Наибольший рост мощностей по производству СПГ наблюдается в Ближневосточном регионе благодаря Катару, который является несомненным лидером по поставкам СПГ на мировой рынок. В долгосрочном периоде не менее благоприятные перспективы и у Австралии, которая в настоящее время является единственной в мире страной, где разрабатываются многочисленные проекты по строительству СПГ-производств. Реализация этих проектов может обеспечить лидирующие позиции Австралии в производстве сжиженного газа и вывести азиатский регион на первое место по поставкам СПГ на мировой рынок. Азиатский газовый рынок может стать ведущим рынком, который будет определять важнейшие тенденции развития мировой экономики. Постоянное развитие рынка сжиженного газа характеризуется не только увеличением его масштабов и объёмов операций, но и появлением новых поставщиков СПГ.

Технологии и инновационные разработки определяют глобализацию мирового рынка сжиженного природного газа. Применяемые современные конструкторские решения позволяют повысить надёжность систем хранения СПГ, обеспечивают безопасность его транспортировки на большие расстояния, увеличивая масштабы торговли этим видом топлива и расширяя рынки его сбыта. Благодаря новейшим разработкам совершенствуются технологические линии по производству СПГ, увеличивается их мощность и эффективность в любых климатических и погодных условиях. Успешность и последовательность ввода новых производственных мощностей являются ключевыми факторами, определяющими динамику экспортных поставок СПГ и основные направления развития мирового рынка сжиженного газа. Причём объёмы поставок зависят не

только от сроков ввода в эксплуатацию новых объектов, но и динамики выхода на проектный уровень и степени загрузки. А это, в свою очередь, определяется спросом на СПГ на мировом рынке со стороны отдельных стран и регионов. Поэтому в следующей главе автор предлагает рассмотреть мировое потребление СПГ, его региональную структуру и основных импортёров, а также оценить существующие регазификационные мощности и перспективы их дальнейшего развития.

Глава II. Конкурентные позиции Российской Федерации на мировом рынке СПГ

Мировое потребление сжиженного природного газа неуклонно растёт, при этом его региональная структура меняется. Многие проекты по производству СПГ разрабатывались на основе прогнозов середины 2000-х годов, которые предполагали значительный спрос на сжиженный газ со стороны США. Впоследствии разработка месторождений сланцевого газа в США стала причиной пересмотра всех существующих прогнозов, а производители СПГ стали ориентироваться на другие рынки сбыта, которыми стали преимущественно быстроразвивающиеся страны АТР и страны Европы.

Но просто перенаправить потоки поставок сжиженного природного газа не всегда возможно, поскольку мировое потребление СПГ обусловлено не только потребностями в этом виде топлива и финансовыми возможностями, но и наличием необходимых регазификационных мощностей. Ведь прежде чем доставить сжиженный газ до конечного потребителя, СПГ необходимо регазифицировать, то есть перевести обратно из жидкой формы в газообразную, поэтому количество и мощность регазификационных терминалов стали важными характеристиками мирового рынка сжиженного газа, также определяющими основные направления и динамику его развития.

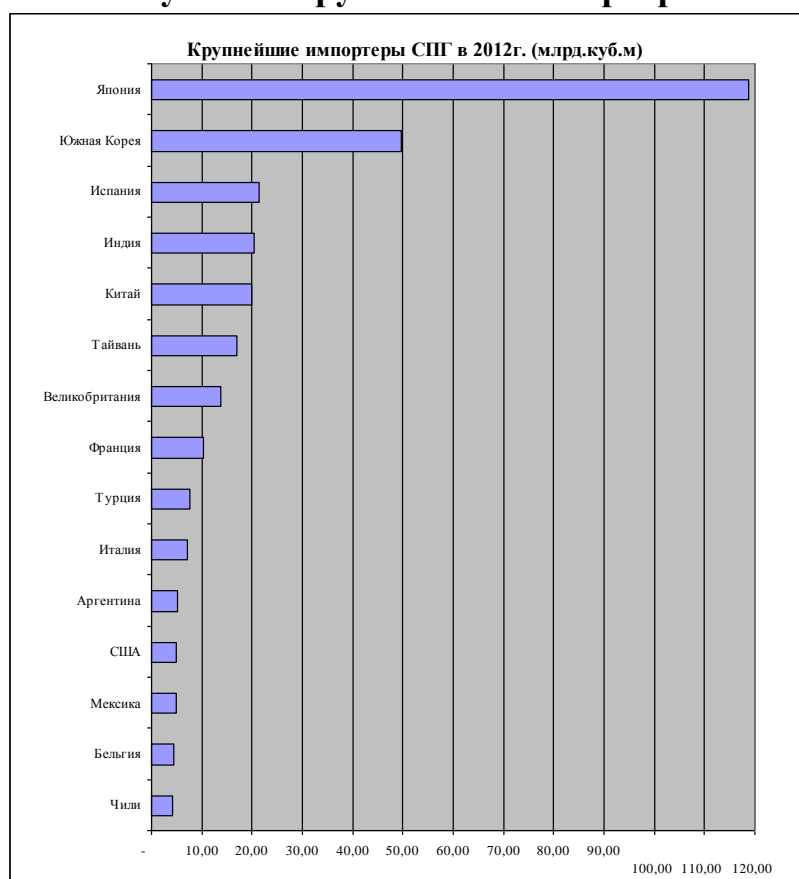
Рассмотрев основных потребителей СПГ и проанализировав перспективы развития их регазификационных мощностей, можно определить потенциальные рынки сбыта российского сжиженного газа и возможности России по выходу на эти рынки, а также оценить долю, которую может занять российский СПГ на мировом рынке сжиженного природного газа.

2.1. Основные импортёры СПГ

В настоящее время мировой спрос на сжиженный природный газ достиг максимального значения за последнее двадцатилетие, при этом за последние годы рост спроса на СПГ значительно превысил рост спроса на трубопроводный газ.

Если за 2011-2012 гг. объём продаж трубопроводного газа увеличился только на 4%, то продажи СПГ выросли на 10%²⁴³. Крупнейшими потребителями являются Япония и Южная Корея, что делает Азиатско-тихоокеанский регион самым масштабным региональным рынком сжиженного газа (более 69% мирового импорта СПГ²⁴⁴). Европейский рынок, где основными потребителями СПГ являются Испания, Великобритания и Франция, развивается также стремительными темпами. В 2012г. его доля составила уже 21% мирового импорта СПГ²⁴⁵.

Рисунок 7. Крупнейшие импортеры СПГ



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013,
 URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁴³ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
 URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx, BP Statistical Review of World Energy 2011,
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/spain/STAGING/home_assets/downloads_pdfs/s/StatisticalReview_2011_EN.pdf

²⁴⁴ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
 URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁴⁵ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
 URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Азиатский рынок

Среди стран АТР помимо высокого потребления сжиженного газа в Японии и Южной Корее, спрос на СПГ будет увеличиваться за счёт быстрорастущих экономик Китая и Индии, а также в ближайшей перспективе за счёт развивающихся рынков Бангладеша, Пакистана, Таиланда, Сингапура и Филиппин²⁴⁶.

Китайская 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. При этом на фоне высоких темпов экономического развития рост добычи природного газа на территории Китая не сможет полностью покрыть внутренний спрос на газ, поэтому потребление СПГ будет увеличиваться. За 2011-2012гг. импорт сжиженного газа Китая (без учёта Тайваня) вырос на 56% до 20 млрд. куб. м²⁴⁷.

Япония, Южная Корея и Тайвань являются «старейшими» потребителями СПГ. В условиях ограниченности собственных ресурсов и небольшого количества альтернатив на данном уровне технического и экономического развития именно эти три государства будут предъявлять стабильный спрос на сжиженный газ и готовы платить назначенную за него цену. Как отмечал один из основоположников теории отраслевых рынков, Эдвард Мэсон (Edward S. Mason): «возможности реализации ценовой политики настолько разнообразны, насколько разнообразны ситуации на рынке»²⁴⁸. Именно возможность получить самую

²⁴⁶ Asia Pacific LNG Demand to surge in Next 5 Years. // LNG World News. 24.09.2010.
URL: <http://www.lngworldnews.com/asia-pacific-lng-demand-to-surge-in-next-5-years/>

²⁴⁷ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx, BP Statistical Review of World Energy 2011,
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/spain/STAGING/home_assets/downloads_pdfs/s/StatisticalReview_2011_EN.pdf

²⁴⁸ A YEARBOOK OF THE RADUATE SCHOOL OF PUBLIC ADMINISTRATION, Harvard University.1940. Edited by C. J. Friedrich and Edward S. Mason. Cambridge, Mass. Harvard University Press.
https://archive.org/stream/publicpolicy032464mbp/publicpolicy032464mbp_djvu.txt

высокую из возможных цен на мировом рынке привлекает поставщиков СПГ на рынки Японии и Южной Кореи. Таким образом, в перспективе азиатский рынок по-прежнему останется крупнейшим в мире рынком СПГ. Далее автор предлагает более подробно рассмотреть основных потребителей сжиженного природного газа АТР.

Япония

Япония является старейшим в мире потребителем сжиженного газа. На территории страны добыча газа отсутствует, также не существует газопроводов, связывающих Японию с каким-либо континентом. Именно эти факторы обуславливают выход Японии на первое место в мире по импорту СПГ (119 млрд. куб. м или 36% по итогам 2012г.²⁴⁹). Япония является лидером и по количеству приёмных терминалов.

Таблица 3. Динамика импорта СПГ в Японию

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	88,82	92,13	85,90	93,48	106,95	118,79
доля в мире, %	39,3%	40,7%	35,4%	31,4%	32,3%	36,2%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Финансовый кризис и снижение объёмов промышленного производства привели к небольшому сокращению потребления сжиженного газа в Японии в 2009г. Однако, уже в 2010г. спрос превысил докризисный уровень. Увеличению спроса на сжиженный газ в 2010г. способствовали перебои в работе ряда атомных реакторов, а также рост потребления электроэнергии при кондиционировании помещений в период аномально жаркого лета²⁵⁰. В 2011-2012 гг. из-за природных катаклизмов (землетрясения и цунами, произошедших в марте 2011г.), приведших к остановке ядерных реакторов, Япония была вынуждена вновь увеличить импорт СПГ. В 2012г. рост импорта СПГ продолжился и составил 11% по сравнению с 2011г. (см. Таблицу 3).

²⁴⁹ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁵⁰ Japan: LNG Imports Hit 70 million Tonnes in 2010. // LNG World News. 27.01.2011.

URL: <http://www.lngworldnews.com/japan-lng-imports-hit-70-million-tonnes-in-2010/>

Первые поставки сжиженного газа в Японию начались по долгосрочным контрактам ещё в 1969г. с американского завода на Аляске. Сегодня основными поставщиками СПГ являются Австралия, Катар и Малайзия, на которые приходится более 50% поставок в Японию (см. Таблицу 4). При этом в 2010-2012 гг. резко возрос импорт сжиженного газа из этих стран, а также из России, что связано с запуском в 2009г. российского СПГ-проекта «Сахалин-2», на котором более половины производимого сжиженного газа уже законтрактовано Японией.

Таблица 4. Крупнейшие импортеры СПГ в Японию

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Австралия	16,05	15,94	15,87	17,66	19,01	21,64
Катар	10,87	10,91	10,29	10,15	15,78	21,30
Малайзия	17,65	17,47	16,79	18,55	20,35	19,87
Россия			3,69	8,23	9,76	11,30
Индонезия	18,07	18,79	17,25	17,00	12,60	8,38
Бруней	8,57	8,22	8,11	7,78	8,36	8,03
ОАЭ	7,41	7,41	6,75	6,86	7,66	7,53
Нигерия	0,88	2,36	0,77	0,84	2,65	6,50
Оман	4,81	4,25	3,44	3,80	5,41	5,41
Экваториальная Гвинея	0,36	1,64	1,70	0,72	2,01	3,80
Египет	1,62	2,21	0,24	0,57	0,92	1,41
Всего импорт	88,82	92,13	85,90	93,48	106,95	118,79

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

В результате сильного землетрясения в 2007г. в Японии произошла авария на крупнейшей в мире по установленной мощности атомной электростанции (АЭС) «Касивадзаки-Карива», которая была временно закрыта. Япония была вынуждена увеличить импорт нефти и нефтепродуктов, которые покрыли около 71% утраченных мощностей, газ – около 21%, уголь – около 8%²⁵¹. В то время ориентация на нефть была полностью оправдана динамикой мировых цен.

В начале 2011г. в Японии из-за землетрясения произошла новая авария на АЭС «Фукусима-1». Стихийные бедствия вывели из строя около 25% атомных

²⁵¹ Erman B. Japan crisis seen boosting oil, natural gas demand. // Globe and Mail. 17.05.2011.

URL: <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/investment-ideas/streetwise/japan-crisis-seen-boosting-oil-natural-gas-demand/article1945529/>

энергоспособностей Японии²⁵². По экспертным оценкам, в условиях нового кризиса Япония должна будет ориентироваться в большей степени на СПГ, поскольку цена сжиженного газа составляет около 55% цены нефти (в пересчете на энергетический эквивалент)²⁵³. В апреле 2011г. по данным Министерства финансов Японии после землетрясения и цунами импорт СПГ Японии увеличился более чем на 20%²⁵⁴ по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года, при этом резко выросли поставки из Малайзии (на 41%) и Катара (на 21%)²⁵⁵. Помимо долгосрочных контрактов Япония активно приобретает сжиженный газ на спотовом рынке, что, несомненно, способствует росту цен не только на азиатском рынке, но и европейском рынке. После стихийных бедствий 2011г. власти Катара пообещали поставлять ещё незаконтрактованный сжиженный газ в Японию.

В сентябре 2013г. в Японии был остановлен последний работающий ядерный реактор. В компании «Кансаи Электрик Пауэр» («Kansai Electric Power») отметили, что остановленный реактор не будет работать около полугода – именно столько времени понадобится для проведения всех необходимых профилактических работ²⁵⁶. Работа остановленных реакторов может быть возобновлена лишь после того, как японские власти признают их полное соответствие новым стандартам безопасности, которые начали действовать в июле 2013г. и предполагают оснащение всех имеющихся АЭС дублирующими и дополнительными системами энергоснабжения и охлаждения на случай внезапных стихийных бедствий. Осенью 2013г. в Японии рассматривалось

²⁵² Buurma Ch. Natural Gas May Rise on Japanese LNG Demand, Survey Shows. // Bloomberg. 25.03.2011.

URL: <http://www.businessweek.com/news/2011-03-25/natural-gas-may-rise-on-japanese-lng-demand-survey-shows.html>

²⁵³ Erman B. Japan crisis seen boosting oil, natural gas demand. // Globe and Mail. 17.05.2011.

URL: <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/investment-ideas/streetwise/japan-crisis-seen-boosting-oil-natural-gas-demand/article1945529/>

²⁵⁴ Japan's Apr LNG imports fall 10% on month to 6 mil mt after quake. // Platts. 30.05.2011.

URL: <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/7703659>

²⁵⁵ Japan's Apr LNG imports fall 10% on month to 6 mil mt after quake. // Platts. 30.05.2011.

URL: <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/7703659>

²⁵⁶ В Японии остановили последний ядерный реактор. // Военное обозрение. Новости. Геополитика. 18.09.2013.

URL: <http://topwar.ru/33439-v-yaponii-ostanovili-posledniy-yadernyy-reaktor.html>

12 заявок на перезапуск имеющихся в стране реакторов (четыре компании-оператора подали свои заявки на возобновление работы двенадцати энергоблоков на шести различных АЭС)²⁵⁷. Если правительство Японии примет решение вновь запустить остановленные ядерные реакторы, произойдет снижение спроса на газ.

По данным Министерства финансов Японии, в 2011г. импорт СПГ увеличился на 12%, в 2012г. – на 11%²⁵⁸. В первом полугодии 2013г. импортные поставки сжиженного газа сократились на 2,7%²⁵⁹ по сравнению с тем же периодом годом ранее. По мнению некоторых экспертов, запуск 26 реакторов позволил бы сократить импорт СПГ на 8,8%²⁶⁰. Однако, в настоящее время спрос на газ в Японии продолжает неуклонно увеличиваться. По предварительным данным Министерства финансов, по итогам 2013г. Япония импортировала 87,49 млн. тонн СПГ, что на 2% выше аналогичного показателя 2012г.

Землетрясение и авария на японской АЭС привели к пересмотру энергетической стратегии Японии. Японские власти, вероятно, постараются отказаться от строительства новых энергоблоков на атомных электростанциях с постепенной переориентацией на другие источники электроэнергии. В связи с этим в долгосрочной перспективе роль сжиженного газа в экономике Японии будет возрастать.

Южная Корея

Южная Корея, как и Япония, продолжает занимать доминирующие позиции на мировом рынке сжиженного газа. За 2010-2012 гг. импорт СПГ увеличился почти на 45% до 49,7 млрд. куб. м²⁶¹. Большой спрос на газ объясняется достаточно высокими темпами развития промышленного производства и

²⁵⁷ В Японии остановили последний ядерный реактор. // Военное обозрение. Новости. Геополитика. 18.09.2013. URL: <http://topwar.ru/33439-v-yaponii-ostanovili-posledniy-yadernyy-reaktor.html>

²⁵⁸ Iwata M. Natural-Gas Demand Slips in Japan, World's No. 1 Importer. // The World street journal. Japan news. 24.07.2013. URL: <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887324110404578625120113824106>

²⁵⁹ Iwata M. Natural-Gas Demand Slips in Japan, World's No. 1 Importer. // The World street journal. Japan news. 24.07.2013. URL: <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887324110404578625120113824106>

²⁶⁰ Iwata M. Natural-Gas Demand Slips in Japan, World's No. 1 Importer. // The World street journal. Japan news. 24.07.2013. URL: <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887324110404578625120113824106>

²⁶¹ Таблица 5.

сравнительно более низкой ценой на газ для Кореи по сравнению с дизельным топливом.

Таблица 5. Динамика импорта СПГ в Южную Корею

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	34,39	36,55	34,33	44,44	49,31	49,71
доля в мире, %	15,2%	16,1%	14,1%	14,9%	14,9%	15,2%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Особенностью газового рынка Южной Кореи является наличие развитой внутренней газотранспортной сети, соединяющей береговые терминалы СПГ с основными центрами потребления газа в стране, что позволяет широко использовать это сырьё в самых разнообразных целях. Однако газовый рынок Южной Кореи практически полностью зависит от импорта СПГ. Геологические работы по поиску месторождений велись в стране с 1964г., и только в конце 2004г. была запущена первая газодобывающая платформа «Тонхэ-1», установленная в Японском море в 58 км от восточного побережья в районе промышленного города Ульсан. Но запасы открытого месторождения оцениваются только в 5-6 млн. тонн в пересчёте на сжиженный газ и могут обеспечить около 2% ежегодного потребления газа в Южной Корее²⁶². Поэтому сегодня это государство занимает второе место по импорту СПГ²⁶³.

В последние годы традиционные контракты с азиатскими (Индонезия, Малайзия) и ближневосточными (Катар, Оман) поставщиками сжиженного газа дополнились импортом из России и Йемена. К тому же, помимо долгосрочных контрактов Южная Корея прибегает к спотовым сделкам, чему способствует как гибкость самого рынка СПГ, так и наличие большого флота танкеров-газовозов в Южной Корее.

²⁶² Южная Корея впервые приступает к добыче собственного природного газа. // Vsluh.ru. 05.11.2004.
URL: <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/37801.html>

²⁶³ Расчёт Автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Таблица 6. Крупнейшие импортеры СПГ в Южную Корею

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Катар	10,79	11,62	9,28	10,16	11,09	14,16
Индонезия	5,12	4,06	4,10	7,42	10,76	10,26
Оман	6,74	6,04	6,05	6,11	5,03	5,69
Малайзия	8,15	8,31	7,81	6,39	5,64	5,63
Йемен			0,25	2,27	3,70	3,57
Россия			1,35	3,90	3,88	2,98
Нигерия	0,24	0,16	0,23	1,18	1,53	2,50
Австралия	0,56	0,53	1,75	1,33	1,07	1,15
Тринидад и Тобаго	0,22	0,84	0,90	0,88	2,18	1,15
Бруней	0,78	0,98	0,70	1,05	1,03	1,06
Египет	1,48	2,13	0,31	0,98	0,61	0,83
Экваториальная Гвинея		1,33	1,52	1,85	1,05	0,50
Всего импорт	34,39	36,55	34,33	44,44	49,31	49,71

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

В середине декабря 2010г. Министерство экономики Южной Кореи (Ministry of Knowledge Economy) сообщило о необходимости снижения зависимости от импорта энергоресурсов от иностранных компаний²⁶⁴. В 2010г. на южнокорейские фирмы пришлось только около 10% импорта углеводородов, а к 2019г. южнокорейские компании должны будут обеспечивать уже треть импортных поставок нефти и газа²⁶⁵. Политика национальной компании «Корея Нейшнл Ойл Корп» («Korea National Oil Corp») направлена на приобретение как можно большего количества газовых активов за рубежом, что позволяет переходить от импорта к разведке, добыче природного газа и производству СПГ. По заявлению Министерства экономики Южной Кореи, требуются дополнительные вложения в строительство мощностей по добыче и производству газа, а также строительству газотранспортной инфраструктуры. Необходимые инвестиции в период с 2011г. по 2024г. оценивались в 7 млрд. долл. США²⁶⁶.

²⁶⁴ South Korea aims to reduce reliance on foreign oil and gas firms. // Mentor IMC Group. 31.12.2010.
URL: <http://www.mentorimcgroup.com/oil-and-gas-news/188.html>

²⁶⁵ South Korea aims to reduce reliance on foreign oil and gas firms. // Mentor IMC Group. 31.12.2010.
URL: <http://www.mentorimcgroup.com/oil-and-gas-news/188.html>

²⁶⁶ South Korea aims to reduce reliance on foreign oil and gas firms. // Mentor IMC Group. 31.12.2010.
URL: <http://www.mentorimcgroup.com/oil-and-gas-news/188.html>

В 2013г. Южная Корея планировала увеличить импортные поставки СПГ на 8,4% по сравнению с 2012г.²⁶⁷ Государственная компания «КоГаз» («KoGas») сообщила о заключении новых контрактов на приобретение дополнительных объёмов газа из Австралии (с 2015г.) и США (с 2017г). Это связано с тем, Южная Корея собирается пересмотреть планы по развитию атомной энергетики. После окончательной доработки такие планы потребуют общественного обсуждения и одобрения правительства. По итогам 2012г. атомная энергетика обеспечивала 26% вырабатываемой энергии в стране, к 2035г. планировалось увеличить её долю до 41%, но теперь Южная Корея хочет оставить этот показатель на уровне 22-29%²⁶⁸. Поскольку Южная Корея импортирует почти весь объём необходимых энергоресурсов, атомную энергетiku планируется заменить в основном газом. Очевидно, что большое влияние на подобное решение оказала авария на «Фукусиме» в Японии. Кроме того, лето 2013г. оказалось очень жарким в Южной Корее, что привело к перебоям в работе некоторых ядерных реакторов и повышенному спросу на СПГ. С целью удовлетворения будущих потенциальных потребностей в газе, власти Южной Кореи возлагают особые надежды на США, которые, как считается, не только обладают значительными запасами газа, в том числе сланцевого, но также технологиями и финансовыми ресурсами, необходимыми для их добычи и производства СПГ. Считается, что если бы все рассматриваемые проекты по строительству СПГ-заводов и комплексов на территории США были бы одобрены, эта страна стала бы мировым лидером по производственным СПГ-мощностям. Следует отметить, что Южная Корея является крупным импортёром энергоресурсов, который имеет с США соглашение о свободной торговле.

²⁶⁷ Korea Gas' 2012 LNG imports rise 2.9% to 34.97 mil mt as profits increase. // Platts. March 14, 2013. URL: <http://russia.platts.com/latest-news/natural-gas/seoul/korea-gas-2012-lng-imports-rise-29-to-3497-mil-7624196>

²⁶⁸ Williams J. South Korea LNG Investing. // Energy&Capital. October 17,2013. URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/south-korea-lng-investing/3930>

Китай

Китайский рынок считается одним из самых перспективных газовых рынков в мире. За последние пять лет объём потребления природного газа в Китае увеличился более чем в два раза, составив в 2012г. 146,6 млрд. куб. м по сравнению с 73,2 млрд. куб. м в 2007г.²⁶⁹ В стране действует общенациональная программа по внедрению СПГ в энергетику и экономику; строятся современные терминалы по импорту сжиженного газа. Китайское правительство стимулирует рост потребления природного газа, тем самым стремясь сдержать данное обещание о снижении выбросов углекислого газа в атмосферу на 40-50% к 2020г. по сравнению с 2005г.²⁷⁰ Однако развитие китайского газового рынка характеризуется слабым развитием инфраструктуры, позволяющей широко использовать СПГ.

Таблица 7. Динамика импорта СПГ в Китай

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	3,87	4,44	7,63	12,80	16,62	19,99
доля в мире, %	1,7%	2,0%	3,1%	4,3%	5,0%	6,1%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Впервые СПГ в объёме 1 млрд. куб. м был ввезён в Китай в 2006г. из Австралии²⁷¹, которая является вторым крупнейшим поставщиком Китая (уступив первое место Катару в 2012г.), обеспечивая 24%²⁷² импорта сжиженного газа.

Таблица 8. Поставки СПГ в Китай

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Катар			0,55	1,61	3,17	6,79
Австралия	3,30	3,61	4,75	5,21	4,95	4,84
Индонезия			0,72	2,45	2,72	3,30
Малайзия		0,01	0,88	1,68	2,14	2,52
Йемен				0,70	1,10	0,81
Россия			0,25	0,51	0,33	0,52
Нигерия	0,08	0,24	0,08	0,17	0,98	0,42

²⁶⁹ Потребление газа в Китае с учётом Гонконга (но без Тайваня). BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁷⁰ China: LNG Imports to Surge in Next 10 Years. // LNG World News. 14.10.2010.

URL: <http://www.lngworldnews.com/china-lng-imports-to-surge-in-next-10-years/>

²⁷¹ BP Statistical Review of World Energy 2007

²⁷² Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Египет		0,25	0,08	0,08	0,24	0,40
Тринидад и Тобаго			0,08	0,07	0,48	0,23
Оман	0,07		0,09			0,09
Алжир	0,42	0,17				0,08
Экваториальная Гвинея		0,16	0,08	0,08	0,18	
США					0,18	
Перу				0,08	0,15	
ОАЭ				0,08		
Бельгия (отсутствует собственное производство СПГ)				0,08		
Итого	3,87	4,44	7,63	12,80	16,62	19,99

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

В настоящее время совокупный импорт природного газа Китая составляет 41,4 млрд. куб. м, из них почти половина обеспечивается поставками СПГ²⁷³. По сведениям «Бернстейн Ресерч» («Bernstein Research») к 2015г. потребности быстрорастущего рынка Китая в импорте газа увеличатся до 90 млрд. куб. м, из них 40 млрд. куб. м придётся на СПГ²⁷⁴. Китайские компании «Чайниз Нейшнл Оффшор Оил Корпорейшн» («Chinese National Offshore Oil Corporation») и «ПетроЧайна» («PetroChina»), вероятно, останутся основными поставщиками сжиженного газа, обеспечивая 20 млрд. куб. м и 16 млрд. куб. м СПГ/год соответственно²⁷⁵. Доля «Синопек» («Sinopet») в импортных поставках будет значительно меньше – 4 млрд. куб. м²⁷⁶.

Аналитики «Бернстейн Ресерч» считают, что к 2015г. «ПетроЧайна» сможет увеличить добычу газа до 120 млрд. куб. м, обеспечив около 70% его поставок на внутренний рынок Китая²⁷⁷. Ещё 50 млрд. куб. м²⁷⁸ трубопроводного газа компания импортирует из Туркменистана и Мьянмы. Также планируется, что

²⁷³ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁷⁴ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011 URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

²⁷⁵ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011 URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

²⁷⁶ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011 URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

²⁷⁷ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011 URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

²⁷⁸ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011 URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

«ПетроЧайна» будет работать над проектами по добыче сланцевого газа (1 млрд. куб. м к 2015г.²⁷⁹).

Но ведущим игроком на китайском рынке СПГ, вероятно, останется «Чайниз Нейшнл Оффшор Ойл Корпорейшн», которая ведёт активную деятельность по подготовке и строительству терминалов по импорту сжиженного газа. У этой компании есть уже действующие терминалы, в том числе «Гуандун» («Guangdong»), «Фуцзянь» («Fujian»), «Жецзян Нинбо» («Zhejiang Ninbo»), «Цзяньсу Рудун» («Jiangsu Rudong»), а также несколько строящихся и проектируемых терминалов. Компания «Чайниз Нейшнл Оффшор Ойл Корпорейшн» тесно взаимодействует с австралийскими поставщиками СПГ не только в рамках долгосрочных импортных соглашений, но и посредством приобретения долей в иностранных проектах по производству сжиженного газа.

Несмотря на благоприятные перспективы и позитивные прогнозы необходимо отметить, что развитие газового рынка Китая и реализация современных проектов китайскими компаниями сдерживаются регулированием внутренних цен на газ со стороны правительства страны. В связи с этим китайские компании зачастую просто опасаются осуществлять долгосрочные вложения в дорогостоящие проекты. Возможно, именно поэтому грандиозные планы частных компаний, стремящихся разрабатывать месторождения сланцевого газа в Китае, постепенно корректируются. Как считают эксперты «Блумберг» («Bloomberg»), к 2020г. добыча сланцевого газа составит всего 23 млрд. куб. м при государственном целевом показателе в 80 млрд. куб. м²⁸⁰. Прогнозируемый дефицит газа придётся замещать СПГ. В результате к 2030г. Китаю необходимо

²⁷⁹ China Pipeline Gas and LNG Imports to Hit 90 Billion cu m by 2015. // Energychinaforum. 05.07.2011

URL: <http://www.energychinaforum.com/news/52833.shtml>

²⁸⁰ Rakteem Katakey, Dinakar Sethuraman & Guo Aibing. China Shale Delay to Boost LNG Imports in Boon for Exxon: Energy. // Bloomberg. 14.02.2012. URL: <http://www.bloomberg.com/news/2012-02-13/china-shale-delay-to-boost-lng-imports-in-boon-for-exxon-energy.html>

будет закупить дополнительно 37 млн. тонн сжиженного газа помимо законтрактованных сегодня 46 млн. тонн²⁸¹.

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. В последние годы постепенное реформирование газового сектора Индии позволило поставщикам СПГ почувствовать определенную свободу. К тому же в середине 2000-х годов в стране была принята программа развития национального топливно-энергетического комплекса, предусматривающая увеличение производства энергии для поддержания высокого уровня промышленного роста в Индии и обеспечения адекватных социально-экономических условий жизни населения.

Текущее потребление газа в Индии составляет более 54 млрд. куб. м, из них более трети обеспечивается поставками СПГ²⁸².

Таблица 9. Динамика импорта СПГ в Индию

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	9,98	10,79	12,62	12,15	17,10	20,46
доля в мире, %	4,4%	4,8%	5,2%	4,0%	5,1%	6,2%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

²⁸¹ Dinakar Sethuraman. China May Need to Boost LNG Imports by 80%, Wood Mackenzie Says. // Bloomberg. 22.05.2012. URL: <http://www.bloomberg.com/news/2012-05-22/china-may-need-to-boost-lng-imports-by-80-wood-mackenzie-says.html>

²⁸² Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

По прогнозам международной консалтинговой компании «Маккинзи» («Mckinsey») при благоприятном развитии Индии потребление газа может удвоиться уже к 2015г.²⁸³ При этом дефицит электроэнергии в стране может увеличиться с 17% в 2009г. до почти 25%²⁸⁴.

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 2011г. цена на газ на внутреннем рынке составила 4,2 долл. США/единицу²⁸⁵, тогда как по импортным поставкам – 14 долл. США/единицу²⁸⁶.

Основным поставщиком СПГ в Индию является Катар: его доля зачастую достигает 75-85% (см. Таблицу 10). Значительные объёмы импорта сжиженного газа поставляются из Катара индийской государственной корпорации «Петронет СПГ» («Petronet LNG») в рамках заключенного долгосрочного соглашения.

Таблица 10. Крупнейшие импортеры СПГ в Индию

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Катар	8,27	7,98	8,25	10,53	12,99	16,10
Нигерия	0,64	0,41	0,32	0,33	1,36	2,05
Египет	0,07	0,26	0,33	0,09	0,60	0,78
Алжир	0,44	0,65	0,16		0,25	0,56
Йемен				0,37	0,18	0,55
Индонезия			0,08			0,17
США					0,42	0,09
Всего импорт	9,98	10,79	12,62	12,15	17,10	20,46

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

²⁸³ India's natural gas demand to double by 2015. // NDTV Profit News. 22.03.2010.

URL: <http://profit.ndtv.com/news/show/india-s-natural-gas-demand-to-double-by-2015-31077>

²⁸⁴ India's natural gas demand to double by 2015. // NDTV Profit News. 22.03.2010.

URL: <http://profit.ndtv.com/news/show/india-s-natural-gas-demand-to-double-by-2015-31077>

²⁸⁵ Одна единица газа равна 1 кВт/час. URL: <http://www.energyhelpline.com/energy-guide/Gas-units.aspx>

²⁸⁶ Srivastava Sh. & Thakkar M. LNG imports to rise 40% on RIL D-6 output shortfall. // The Economic Times.

01.06.2011. URL: http://articles.economictimes.indiatimes.com/2011-06-01/news/29608659_1_lng-imports-lng-demand-gas-sector

В 2011-2012 гг. импорт СПГ вырос на 68%²⁸⁷, что обусловлено резким снижением добычи газа в глубоководном блоке D6 в бассейне Кришна-Годавари, расположенном к востоку от индийского побережья. Для устранения негативных социальных и экономических последствий, которые повлечёт за собой дефицит газа в стране, такие компании как «Гейл» («Gail»), «Петронет СПГ» («Petronet LNG»), «Хазира СПГ» («Hazira LNG»), «РИЛ» («Reliance Industries Ltd», «RIL») и «ДжиЭсПиСи» («GSPC», «Gujarat State Petroleum Corporation Ltd»,) взяли на себя обязательство по обеспечению дополнительных тридцати шести поставок СПГ²⁸⁸. Основным поставщиком СПГ на индийский рынок является «Петронет СПГ», которая имеет долгосрочные контракты с «Расгаз».

По мнению автора 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.

Европейский рынок

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. Совокупная доля потребления газа в двадцати восьми странах Европейского союза составляет более 20%²⁸⁹, и этот показатель ежегодно увеличивается (против сокращения доли нефти). Крупнейшим поставщиком природного газа по-прежнему остаётся Россия. Стремление европейских государств снизить

²⁸⁷ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2012.xls.

URL: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037130&contentId=7068669>, BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁸⁸ Srivastava Sh. & Thakkar M. LNG imports to rise 40% on RIL D-6 output shortfall. // The Economic Times. 01.06.2011. URL: http://articles.economictimes.indiatimes.com/2011-06-01/news/29608659_1_lng-imports-lng-demand-gas-sector

²⁸⁹ Natural gas and the European energy market.pdf. // Nord-stream AG. November 2013. URL: <http://www.nord-stream.com>

зависимость от одного поставщика является сильнейшим стимулом увеличения в качестве альтернативы импорта СПГ.

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, импорт СПГ продолжал расти на протяжении 2008-2011гг., в период, когда экономическая активность начала сокращаться. Если в 2008г. объём поставок сжиженного газа в Европу составил 55,3 млрд. куб. м²⁹⁰, то к 2011г. он увеличился на 64% до 90,7 млрд. куб. м.²⁹¹ Однако уже в 2012г. импорт СПГ резко сократился до 69,3 млрд. куб. м²⁹², при этом доля европейских стран на мировом рынке СПГ составила 21%²⁹³. Основными импортёрами являются Испания, Великобритания и Франция.

В последнее время нетрадиционная добыча природного газа в США (сланцевый газ) ужесточила конкуренцию и привела к снижению цен на газовом рынке американского региона. Поэтому европейские государства имеют возможность приобретать СПГ, например, из Тринидад и Тобаго на сравнительно выгодных условиях несмотря на дальность расстояний. Но крупнейшими поставщиками сжиженного газа в Европу остаются Катар, Алжир и Нигерия, на которые приходится более 80% поставок²⁹⁴.

Далее автор предлагает более подробно рассмотреть основных европейских игроков на рынке СПГ – Испанию и Великобританию, на которые приходится более половины импорта сжиженного газа в Европу²⁹⁵.

²⁹⁰ BP Statistical Review of World Energy 2009.xls.

URL: <http://www.deutschebp.de/genericarticle.do?categoryId=2010149&contentId=7053831>

²⁹¹ BP Statistical Review of World Energy 2012, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2012_workbook.xlsx

²⁹² BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁹³ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2012, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2012_workbook.xlsx

²⁹⁴ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁹⁵ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Великобритания

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. Только резкое падение собственной добычи газа в 2000-х годах заставило Великобританию возобновить поставки СПГ. Для сравнения в 2002г. добыча природного газа достигала 104 млрд. куб. м при потреблении 95 млрд. куб. м²⁹⁶. Через 10 лет, в 2012г., при уровне потребления 78 млрд. куб. м добыча составила всего 41 млрд. куб. м²⁹⁷.

Таблица 11. Динамика импорта СПГ в Великобританию

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	1,46	1,04	10,24	18,67	25,31	13,67
доля в мире, %	0,5%	0,5%	4,2%	6,3%	7,6%	4,2%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Поставки СПГ в Великобританию возобновились в 2005г. Первые поставки, как и 40 лет назад, были осуществлены из Алжира. В 2007г. наблюдалось резкое снижение импорта сжиженного газа, что связано с реализацией трубопроводного проекта «Ланджелед» («Langeled»), который немного сдержал рост поставок СПГ. Тем не менее, высокий спрос на фоне сокращения собственной добычи природного газа в Великобритании обусловил увеличение импорта СПГ до 25,3 млрд. куб. м к 2011г.²⁹⁸ Кроме того, наличие в стране торгового газового хаба «NBP» («National Balancing Point»), созданного ещё в 1996г., способствовало росту спотового рынка газа. Поставщики СПГ начали рассматривать Великобританию не только как крупного потребителя сжиженного газа, но и в качестве своего «проводника» на континентальный европейский газовый рынок. Однако уже в 2012г. в Великобритании импорт СПГ сокращается до

²⁹⁶ BP Statistical Review of World Energy 2012, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2012_workbook.xlsx

²⁹⁷ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

²⁹⁸ BP Statistical Review of World Energy 2012

URL: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037130&contentId=7068669>

13,7 млрд. куб. м²⁹⁹ на фоне увеличения поставок трубопроводного газа из Норвегии.

Первыми на рынок СПГ Великобритании вышли компании «Сонатрак» («Sonatrach») и «БиПи» («BP»). Но сегодня основные поставки СПГ идут из Катара и осуществляются такими компаниями, как «Катар Петролеум» («Qatar Petroleum») и «ЭксонМобил» («ExxonMobil»). Импорт катарского СПГ покрывает около 17% потребления природного газ в Великобритании³⁰⁰. По мнению главы компании «Катаргаз», к 2025г. его доля может возрасти до 50%³⁰¹. Великобритания является одним из ключевых рынков сбыта сжиженного газа Катара.

Таблица 12. Поставки СПГ в Великобританию

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Катар	0,27	0,12	5,75	13,89	21,90	13,30
Норвегия			0,26	0,94	0,40	0,19
Алжир	0,64	0,37	1,68	1,25	0,24	0,12
Нигерия				0,40	1,31	0,04
Египет	0,16	0,08	0,51	0,12	0,08	0,01
Йемен				0,26	0,69	
Тринидад и Тобаго	0,39	0,47	1,97	1,63	0,57	
США				0,18	0,11	
Австралия			0,08			
Итого	1,46	1,04	10,24	18,67	25,31	13,67

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Сжиженный газ приобретается по долгосрочным контрактам, причём, как правило, импортные контракты на поставку СПГ в Великобританию являются более продолжительными по сравнению с контрактами на поставку трубопроводного газа. Характерной особенностью рынка Великобритании является тот факт, что практически все компании, поставляющие сжиженный газ, стремятся работать непосредственно с конечным потребителем, поэтому

²⁹⁹ BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³⁰⁰ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013, URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³⁰¹ LNG demand to rise, says Qatargas CEO. // The Peninsula. 13.06.2011. URL: <http://www.thepeninsulaqatar.com/business-news/155501-lng-demand-to-rise-says-qatargas-ceo.html>

выстраивают цепочку поставок так, чтобы продать основную часть газа своим дочерним обществам, оперирующим на рынке Великобритании и осуществляющим распределение газа. При этом особой конкуренции между СПГ и трубопроводным газом нет, поскольку Великобритания нуждается во всех возможных способах поставок газа для удовлетворения растущего дефицита.

В последнее время собственная добыча в стране ежегодно сокращается в среднем на 5-10% (в 2012г. – на 14%)³⁰². Трубопроводный газ поставляется в основном из Норвегии, при этом единственным возможным альтернативным источником удовлетворения потребности в газе являются поставки СПГ. Норвежский трубопроводный газ обеспечивает пятую часть совокупного потребления газа в Европе³⁰³, что делает Норвегию вторым главным поставщиком газа в этом регионе (после России). В условиях сокращения собственной добычи в Великобритании значимость норвежского газа неуклонно растёт. В 2012г. резкий рост импорта газа из Норвегии обусловлен, прежде всего, тем, что высокий и стабильный уровень его добычи на Норвежском континентальном шельфе позволил Министерству энергетики Норвегии одобрить увеличение квоты добычи на главном норвежском месторождении «Тролл» («Troll»), которое обеспечивает около 40%³⁰⁴ добычи газа в Норвегии.

Принимая во внимание дефицит газа в Великобритании и последствия аварии на японской атомной электростанции, произошедшей в марте 2011г., английская компания «Сентрика» («Centrica»), которая является крупнейшим поставщиком газа Великобритании, предупредила об увеличении цен на газ. Цены просто необходимо поднимать, чтобы поставки сжиженного газа не перенаправлялись на азиатские рынки, где цены на СПГ традиционно выше по сравнению с европейским рынком. Поскольку тенденции газового рынка Великобритании

³⁰² Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³⁰³ Norway 2012 gas exports at record thanks to Troll. // Reuters UK. 09.01.2013.

URL: <http://uk.reuters.com/article/2013/01/09/norway-gas-idUKL5E9C9B3B20130109>

³⁰⁴ Norway 2012 gas exports at record thanks to Troll. // Reuters UK. 09.01.2013.

URL: <http://uk.reuters.com/article/2013/01/09/norway-gas-idUKL5E9C9B3B20130109>

значительно влияют на другие страны Европы, то рост цен на газ во всех странах Евросоюза неминуем.

Испания

Испания является крупнейшим европейским импортером СПГ и занимает третье место по импорту сжиженного газа в мире (21,4 млрд. куб. м, или 7% по итогам 2012г.³⁰⁵). Зависимость Испании от импортных поставок очень высокая, однако, в отличие от двух основных мировых импортёров, Японии и Южной Кореи, Испания не полностью полагается на СПГ. Для удовлетворения внутренних потребностей также импортируется трубопроводный природный газ преимущественно из Алжира и Норвегии (13,3 млрд. куб. м в 2012г.³⁰⁶).

До 2011г. высокий спрос на газ, прежде всего для производства электроэнергии, с одной стороны, и рост мощностей по импорту СПГ, с другой, обусловили увеличение потребления сжиженного газа в стране на фоне постепенного снижения импорта трубопроводного газа. Кроме того, экономика Испании сильно пострадала в период мирового финансового кризиса. В результате потребление газа, в основном трубопроводного, резко сократилось в 2009-2010 гг. В 2011-2012 гг. объёмы импорта СПГ продолжали снижаться, тогда как потребление трубопроводного газа увеличилось. В целом объём потребления газа в последние годы практически не меняется, что связано с затянувшимся экономическим спадом в Испании.

Таблица 13. Динамика импорта газа в Испанию

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	24,18	28,73	27,01	27,54	24,16	21,37
<i>доля в мире, %</i>	10,7%	12,7%	11,1%	9,2%	7,3%	6,5%
Объём импорта трубопроводного газа, млрд. куб. м	10,95	10,87	8,99	8,86	12,48	13,26
Итого	35,13	39,60	36,00	36,40	36,64	34,63

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

³⁰⁵ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³⁰⁶ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Большая часть сжиженного газа поступает из Нигерии, Катара и Алжира. Также на испанский газовый рынок поставляется СПГ из Тринидад и Тобаго, Перу и Норвегии. Основная доля импорта сжиженного газа обеспечивается по долгосрочным контрактам, хотя рост объёмов спотовых поставок начинает быть заметным.

Таблица 14. Крупнейшие поставки СПГ в Испанию

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Нигерия	8,33	7,47	4,99	7,82	6,64	5,35
Катар	4,45	5,12	4,98	5,54	4,79	4,29
Алжир	4,32	4,90	5,19	5,08	3,99	3,62
Перу	-	-	-	0,63	1,94	2,64
Тринидад и Тобаго	2,09	4,32	4,18	3,32	2,55	2,47
Норвегия	0,07	1,05	1,38	1,64	1,31	1,65
Египет	4,04	4,91	4,10	2,62	2,35	0,65
Оман	0,12	0,17	1,30	0,17	0,17	-
США	-	-	-	0,12	0,17	-
Ливия	0,76	0,53	0,72	0,34	0,08	-
Всего импорт	24,18	28,73	27,01	27,54	24,16	21,37

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

Около половины потребляемого в Испании газа используется в промышленности, более 30% для производства электроэнергии³⁰⁷. В ближайшее десятилетие Испания, несомненно, останется одним из крупнейших импортёров СПГ. Тем не менее, говоря о перспективах, необходимо учитывать активное развитие альтернативных источников энергии в стране, которые создают конкурентные условия, и при данном уровне развития экономики страны способны занять достойные позиции в обеспечении потребностей Испании.

Более того, руководство страны обеспокоено значительной зависимостью Испании от импорта газа. Усилия испанского правительства направлены на создание новых рабочих мест в так называемой «зелёной энергетике», защиту угольного сектора и улучшение торгового баланса путём сокращения зависимости от импортных товаров и услуг по большинству направлений. По сообщению Министерства экономики и энергетики Испании, доля собственных источников

³⁰⁷ Oderiz F.J.R. LNG in Spain. // Florence School of Regulation. 25.03.2011. URL: http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training/Presentations/20110325_Javier_Rubio.pdf

энергии в энергетическом балансе страны должна быть увеличена с текущих 22,5% до 1/3 к 2020г.³⁰⁸

При рассмотрении вопросов энергозависимости Испании роль импорта газа практически не затрагивается, однако можно предположить, что стимулирование развития угольной промышленности косвенным образом негативно скажется на потреблении газа внутри страны и, соответственно, спрос на сжиженный газ со стороны Испании на мировом рынке может сократиться.

Американский рынок

Мировые мощности по производству СПГ увеличились на 2/3 за 2005-2010 гг. и могут вырасти ещё на 50% в течение ближайших пяти лет³⁰⁹ в случае успешной реализации всех планируемых проектов в данной сфере. Тем не менее, необходимо отметить, что 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. Пока трудно с уверенностью спрогнозировать влияние данного фактора на цены и объёмы потребления сжиженного газа в долгосрочной перспективе не только в странах американского региона, но и во всем мире. В любом случае роль сланцевого газа будет значимой, поскольку США являются крупнейшим потребителем СПГ на американском рынке.

Таблица 15. Динамика импорта газа в США

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Объём поставок СПГ, млрд. куб. м	21,82	9,94	12,80	12,23	10,01	4,95
<i>доля в мире, %</i>	9,6%	4,4%	5,3%	4,1%	3,0%	1,5%

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

³⁰⁸ Spain drive to reduce import dependency raises questions over future LNG demand. // Global LNG Markets. 17.09.2010. URL: <http://www.naturgaz.com.tr/en/haber/spains-drive-to-reduce-import-dependency-raises-questions-over-future-lng-demand/9>

³⁰⁹ Natural Gas Capacity Set to Grow by 50% Within 5 years – Price to Remain Depressed? // Seeking Alpha. 17.02.2011. URL: <http://seekingalpha.com/article/253485-natural-gas-capacity-set-to-grow-by-50-within-5-years-price-to-remain-depressed>

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. Но до сих пор США полагаются больше на собственную добычу газа, которая обеспечивает более 94% внутренних потребностей страны³¹⁰. Основная доля импортируемого газа приходится на трубопроводный газ, поступающий из Канады. Доля СПГ составляет всего 6% импортных поставок газа в США³¹¹. Основным поставщиком сжиженного газа в США является Тринидад и Тобаго. Его близость позволяет США не только заключать долгосрочные контракты, но и в случае необходимости пользоваться спотовыми поставками из Тринидад и Тобаго.

Таблица 16. Поставки СПГ в США

Наименование	Объём поставок СПГ, млрд. куб. м					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Тринидад и Тобаго	12,76	7,47	6,68	5,38	3,77	3,18
Катар	0,52	0,09	0,36	1,29	2,58	0,96
Йемен	-	-	-	1,10	1,71	0,55
Египет	3,24	1,56	4,54	2,07	1,00	0,08
Перу	-	-	-	0,45	0,47	-
Норвегия	-	0,48	0,84	0,76	0,42	0,18
Нигерия	2,69	0,34	0,38	1,18	0,07	-
Алжир	2,11	-	-	-	-	-
Экваториальная Гвинея	0,50	-	-	-	-	-
Итого	21,82	9,94	12,80	12,23	10,01	4,95

Источник: BP Statistical Reviews of World Energy 2008-2013.

В 2012г. импорт СПГ сократился в два раза (см. Таблицу 16), достигнув 4,95 млрд. куб. м – самого низкого уровня с 1999г.³¹². В последнее время сокращение импорта сжиженного газа было обусловлено увеличением

³¹⁰ Расчёт Автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³¹¹ Расчёт Автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

³¹² U.S. Natural Gas Imports & Exports 2012. // U.S. Energy Information Administration. Natural gas. 23.07.2013.

URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/importsexports/annual/>

предложения газа с собственных месторождений. В дополнение к этому дальнейшее снижение импорта в 2012г. в США объясняют срывом некоторых поставок СПГ из Йемена и ростом спроса на сжиженный газ в Азии.

В настоящее время существует ряд факторов, которые позволяют предположить, что в долгосрочной перспективе потребление сжиженного газа в США может увеличиться. Во-первых, это резкое снижение добычи природного газа в Канаде в течение последних нескольких лет (в 2011-2012гг. объёмы добычи снизились ниже уровня 1995г. – 159,8 млрд. куб. м³¹³), что отчасти связано с исчерпанием ресурсов. Во-вторых, в США проводятся активные мероприятия в рамках экологических программ по использованию газа для производства электроэнергии, в том числе строительство электростанций, работающих на газе. Однако в краткосрочной перспективе объёмы импорта СПГ в США будут незначительными. Поскольку 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. Тем не менее, американский рынок по-прежнему считается крупным потенциальным рынком сбыта сжиженного газа, поскольку наряду со странами АТР и Европы в США сосредоточены крупнейшие мощности по регазификации СПГ.

2.2. Состояние и перспективы развития регазификационных терминалов

Регазификация сжиженного природного газа – это не менее важный и сложный процесс, чем производство СПГ, поэтому мощность регазификационных терминалов является одной из важнейших характеристик рынка сжиженного газа. В приёмных терминалах СПГ перегружается с танкера-газовоза в специальные резервуары, которые могут располагаться над и/или под землей. Данные ёмкости

³¹³ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013,
URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

аналогичны тем, что используются на заводах по производству сжиженного газа. В этих резервуарах СПГ хранится при низких температурах и нормальном атмосферном давлении. Затем под высоким давлением и высокой температурой сжиженный газ проходит через различные технические компоненты и отделения терминала. Проходя по трубам, СПГ может нагреваться, например, под прямым воздействием специальных нагревателей или горячей воды, и, принимая обычное газообразное состояние, он поступает по системе газопроводов к потребителям.

Сегодня крупнейшими регазификационными мощностями обладают Япония и США, при этом значительный потенциал их развития имеет Европа. Более детальную картину можно получить, рассмотрев регазификационные терминалы отдельных стран.

Регазификационные терминалы Японии

На территории Японии приёмные терминалы расположены неравномерно. Высокая сейсмоактивность региона и ограниченность земельных ресурсов не позволяют создать единую газотранспортную систему в Японии. Поэтому некоторые терминалы находятся на отдалении и не связаны с общей газотранспортной инфраструктурой страны, что приводит к неравномерной обеспеченности газом промышленности и населения Японии.

Поскольку Япония является крупнейшим мировым импортёром СПГ, именно в этой стране сосредоточено наибольшее количество приёмных терминалов: 31 действующий терминал и 4 терминала находятся на стадии строительства³¹⁴.

Таблица 17. Действующие терминалы Японии

Наименование терминала	Мощность, млрд. куб. м	Год введения	Оператор
Chita I (Kyodo)	10,4	1977	Chita LNG (Chubu Electric Power, Toho Gas)
Chita II	16,6	1983	Chita LNG (Chubu Electric Power, Toho Gas)
Chita III (Chita-Midorihama)	9,7	2001	Toho Gas
Fukuoka	1,2	1993	Saibu Gas
Futtsu	27,4	1985	Tokyo Electric Power
Hatsukaichi	1,2	1995	Hiroshima Gas

³¹⁴ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.
URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

Higashi-Ohgishima	19,0	1984	Tokyo Electric Power
Himeji I (Himeji LNG)	11,6	1979	Kansai Electric Power
Himeji II (Himeji)	6,8	1984	Osaka Gas
Ishikari	2,0	2012	Hokkaido Gas
Joetsu (Niigata)	4,4	2012	Chubu Electric Power
Kagoshima	0,3	1996	Nippon Gas
Kawagoe	7,5	1997	Chubu Electric Power
Mizushima	5,8	2006	Mizushima LNG (Chugoko Electric Power)
Nagasaki Work	0,2	2003	Saibu Gas
Naoetsu	1,8	2013	Inpex
Negishi	16,2	1969	Tokyo Gas
Niigata (Higashi-Niigata)	12,2	1984	Nihonkai LNG
Ohgishima	14,6	1998	Tokyo Gas
Oita (Shin Oita)	6,6	1990	Oita LNG
Sakai	9,2	2007	Sakai LNG
Sakaide	1,6	2010/2011	Sakaide LNG (Cosmo Oil, Shikoku Gas, Shikoku Electric Power)
Senbokui I	3,1	1972	Osaka Gas
Senbokui II	16,6	1977	Osaka Gas
Shin Minato Works	0,4	1997	Sendai City Gas Bureau
Sodeshi/Shimizu	4,1	1996	Shimizu LNG (Shizuoka Gas, Tonen General Petroleum)
Sodegaura	43,9	1973	Tokyo Gas
Tobata	10,8	1977	Kitakyushu LNG
Yanai	3,3	1990	Chugoko Electric Power
Yokkaichi (LNG Centre)	9,7	1987	Chita LNG (Chubu Electric Power, Toho Gas)
Yokkaichi Works	0,9	1991	Toho Gas
Итого	279,1		

Источники: World LNG Map 2010/11 Edition³¹⁵; LNGmarket³¹⁶; Enipedia³¹⁷; Industry About³¹⁸.

Крупнейшим терминалом в Японии является терминал «Содегаура» («Sodegaura LNG Terminal»), расположенный недалеко от Токио на побережье Токийского залива. Он был построен в 1973г., и с того времени принимает СПГ из разных стран, таких как Австралия, Бруней, Индонезия, Малайзия, Катар. «Содегаура» принадлежит японской компании «Токио Газ» («Токуо Газ»).

Фактически «Содегаура» состоит из двух идентичных терминалов – западного и восточного, которые полностью дублируют друг друга и имеют собственные причалы для погрузки сжиженного газа на танкеры. «Содегаура»

³¹⁵ Japanese LNG Importing Terminals. //Extract from World LNG Map 2010/11 Edition. 11.03.2011.

URL: <http://www.petroleum-economist.com/Article/2801262/Japan-earthquake-LNG-terminal-impact.html>

³¹⁶ LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/>

³¹⁷ Электронная энциклопедия «Enipedia». URL: http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Main_Page

³¹⁸ Japan Oil&Gas. // Industry About. Asia. URL: <http://www.industryabout.com/asia/japan/2177-japan-oil-a-gas>

оснащён тридцатью пятью резервуарами³¹⁹ для хранения СПГ, последний из которых был построен в начале 1990-х годов. Общая ёмкость резервуаров составляет 2,66 млн. куб. м³²⁰. Поскольку терминал был построен почти 40 лет назад, его мощности, также как и портовые сооружения нуждаются в ремонте и модернизации. Первые работы по ремонту оборудования и модернизации системы контроля были проведены ещё в 1980-х годах, последние – в середине первого десятилетия 2000-х годов. Помимо этого «Токио Газ» уделяет огромное внимание системе безопасности, усилению системы защиты от землетрясений и повышенному контролю за состоянием резервуаров.

Среди японских регазификационных терминалов также следует отметить терминал «Футцу» («Futtsu»), принадлежащий компании «Токио Электрик» («Токио Electric»). Он также располагается на берегу Токийского залива и после регазификации СПГ снабжает газом токийские электростанции. «Футцу» был построен в 1985г. Благодаря постепенной модернизации и расширению мощностей сегодня он представляет собой второй крупнейший терминал Японии. По проекту «Футцу» оснащён двенадцатью резервуарами, предназначенными для хранения СПГ общей ёмкостью 1,26 млн. куб. м³²¹, однако в настоящее время не все резервуары являются действующими.

В Японии ведётся строительство ещё четырёх терминалов («Хашиное» («Nachinohe»), «Хитачи» («Hitachi»), «Кита Кююшу» («Kita Kyushu») «Чин-Сендаи» («Shin-Sendai»)) и пятый проект («Сома» («Soma»)) находится на стадии разработки³²². В случае успешной реализации данных проектов Япония не только останется лидером в области импорта СПГ и его регазификации, но и улучшит обеспеченность газом населения и промышленности своей страны.

³¹⁹ Sodegaura LNG Terminal (Sodegaura) // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Sodegaura-LNG-Terminal-58>

³²⁰ Sodegaura LNG Terminal (Sodegaura) // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Sodegaura-LNG-Terminal-58>

³²¹ Futtsu LNG Terminal. // A Barrel Full Database. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com/futtsu-lng-terminal>

³²² World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globalnginfo.com/Introduction.htm>

Регазификационные терминалы Южной Кореи

Южная Корея является вторым крупнейшим мировым импортёром сжиженного газа, при этом по количеству приёмных терминалов эта страна значительно уступает Японии. В Южной Корее всего четыре действующих терминала, и два находятся на стадии строительства³²³. Практически все терминалы принадлежат корейской корпорации «КоГаз» («KoGas»).

Таблица 18. Действующие терминалы Южной Кореи

Наименование терминала	Мощность, млрд. куб. м/год ³²⁴	Год введения	Оператор/владелец
Incheon	48,5	1996	KoGas
Pyeongtaek	47,5	1986	KoGas
Tongyeong	23,5	2002	KoGas
Gwangyang	2,3	2005	POSCO
Итого	121,8		

Источник: LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/>

В середине 2002г. «КоГаз» завершила строительство крупнейшего терминала «**Инчеон**» («Incheon»). Терминал начал свою работу ещё в 1996г., но растущие потребности в сжиженном газе требовали постоянного расширения и модернизации мощностей. Сегодня терминал оснащён двадцатью двумя резервуарами для хранения СПГ: десять наземных и двенадцать подземных³²⁵. Два из двенадцати подземных хранилищ ёмкостью по 200 тыс. куб. м³²⁶, введенные в эксплуатацию в июне 2009г., были построены компанией «Хёндай Инжиниринг» («Hyundai Engineering Company») в рамках последнего этапа расширения терминала. В результате совокупная вместимость хранилищ газа составила более 3 млн. куб. м³²⁷.

Старейшим и вторым крупнейшим терминалом в Южной Корее является «**Пьёнтаек**» («Pyeongtaek»). Первоначально были построены мощности по

³²³ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.
URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

³²⁴ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³²⁵ Incheon LNG Terminal, South Korea. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/inchon/>

³²⁶ Incheon LNG Terminal, South Korea. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/inchon/>

³²⁷ Incheon LNG Terminal, South Korea. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/inchon/specs.html>

регазификации СПГ и десять резервуаров общей ёмкостью 1 млн. куб. м³²⁸. Дальнейшее расширение терминала предполагало строительство его второй части, включая дополнительные одиннадцать резервуаров общей вместимостью 1,96 млн. куб. м³²⁹. В настоящее время «КоГаз» строит следующие два хранилища (№22 и 23) по 200 тыс. куб. м каждое³³⁰.

Компания «КоГаз» завершает строительство четвертого терминала «Самчеок» («Samcheok») регазификационной мощностью 11,58 млн. тонн СПГ/год³³¹ (16 млрд. куб. м³³²). Запуск намечен на 2014г. Терминал оснащен 12-ю резервуарами общей вместимостью 2,6 млн. куб. м³³³. Одновременно компания работает над проектом по расширению его мощностей на дополнительные 6,84 млн. тонн СПГ/год³³⁴ (9,4 млрд. куб. м³³⁵) к 2019г.

Особое внимание следует обратить на небольшой терминал «Гванган» («Gwangyang»). Это первый терминал, который был построен частной компанией «ПОСКО» («POSCO») в Южной Корее. Первоначально «Гванган» был оснащён всего двумя резервуарами ёмкостью по 100 тыс. куб. м и был способен принимать до 1,7 млн. тонн СПГ/год³³⁶ (около 2,3 млрд. куб. м газа³³⁷). В ноябре 2010г. завершилось сооружение третьего хранилища вместимостью 165 тыс. куб. м³³⁸, что позволяет увеличить регазификационные мощности терминала. Для загрузки «Гванган» в июле 2004г. компания «ПОСКО» подписала контракт на прямые

³²⁸ Expansion Pyeongtaek LNG Receiving Terminal of Korea Gas Corporation.pdf. // Proceedings of The Fifteenth (2005) International Offshore and Polar Engineering Conference. Июнь 2005.

URL: <http://www.isopec.org/publications/publications.htm>

³²⁹ Dr. Young-Myung Yang. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m3 Full Containment LNG Tank.pdf, с. 9. // Korean Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

³³⁰ Dr. Young-Myung Yang. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m3 Full Containment LNG Tank.pdf, с. 9. // Korean Gas Union. Publications. URL: <http://www.kgu.or.kr/>

³³¹ Samcheok LNG Terminal (Samcheok). // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Samcheok-LNG-Terminal-149>

³³² Рассчитано Автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³³³ Samcheok LNG Terminal (Samcheok). // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Samcheok-LNG-Terminal-149>

³³⁴ Samcheok Expansion. // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Samcheok-Expansion-409>

³³⁵ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³³⁶ Completion of LNG Terminal in Gwangyang Works. // POSCO. Press Releases. 08.07.2005.

URL: <http://www.posco.com/homepage/docs/eng2/jsp/prcenter/news/s91c1010025v.jsp?mode=view&idx=585>

³³⁷ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³³⁸ Project list.pdf. // POSCO. LNG terminal. URL: http://www.poscoenc.com/english/business/fire_01.asp

поставки сжиженного газа с индонезийским консорциумом «Танггух» («Tangguh Consortium of Indonesia»)³³⁹.

В настоящее время на терминалах «Тонгён» («Tongyeong») и «Гванган» осуществляются работы по увеличению регазификационных мощностей на 8 млн. тонн СПГ/год³⁴⁰ (11 млрд. куб. м³⁴¹) и 1,31 млн. тонн СПГ/год³⁴² (1,8 млрд. куб. м³⁴³) соответственно к 2015г.

Следует отметить, что практически все южнокорейские приёмные терминалы «моложе» японских и их количество значительно меньше. Тем не менее, пока Японии приходится бороться со стихийными бедствиями и модернизировать изношенные регазификационные мощности, Южная Корея имеет все возможности продолжать расширение действующих терминалов и реализацию проектов по строительству новых. В настоящее время помимо строящегося терминала «Самчеок», существует проект частной компании «ДжиЭс Калтекс» («GS Caltex») по сооружению регазификационного терминала «Бориён» («Boryeong») мощностью 3 млн. тонн СПГ/год³⁴⁴ (4,1 млрд. куб. м³⁴⁵). Между компаниями «ДжиЭс Калтекс» и «Шеврон» («Chevron») уже подписан контракт на поставку СПГ на этот терминал с австралийского завода «Горгон»³⁴⁶.

Регазификационные терминалы Китая

За последнее десятилетие темпы роста китайской экономики были действительно значительными. Для поддержания таких темпов роста и

³³⁹ Completion of LNG Terminal in Gwanguang Works. // POSCO. Press Releases. 08.07.2005.

URL: <http://www.posco.com/homepage/docs/eng2/jsp/prcenter/news/s91c1010025v.jsp?mode=view&idx=585>

³⁴⁰ Tongyeong [Expansion] (Tongyeong (Exp.)). // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Tongyeong-%5BExpansion%5D-248>

³⁴¹ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³⁴² Gwangyang [Expansion] (Gwangyang [Exp.]). // LNGmarket database.

URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Gwangyang-%5BExpansion%5D-247>

³⁴³ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³⁴⁴ Boryeong LNG Terminal (Boryeong). // LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Boryeong-LNG-Terminal-354>

³⁴⁵ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³⁴⁶ GS Caltex – Summary – Q4 2010. // South Korea Oil & Gas Report. 01.10.2010.

URL: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing-products/15623643-1.html>

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. Учитывая текущие и прогнозные темпы роста китайского импорта СПГ, автор предлагает более подробно рассмотреть существующие в Китае регазификационные терминалы, их текущие и потенциальные мощности.

Сегодня в Китае восемь действующих терминалов, причём три из них были введены в эксплуатацию в 2013г., и ещё шесть находятся на стадии строительства³⁴⁷.

Таблица 19. Действующие терминалы Китая

Наименование терминала	Мощность, млрд. куб. м/год	Год введения	Оператор
Guangdong Dapeng	9,2	2006	Guangdong Dapeng LNG Company Ltd
Fujian	3,6	2008	CNOOC
Shanghai	4,1	2009	Shanghai LNG
Jiangsu Rudong	4,8	2011	PetroChina
Dalian (Liaoning)	4,2	2011	PetroChina
Tianjin (Tangshan)	4,8	2013	PetroChina
Zhejiang Ningbo	4,1	2013	CNOOC
Zhuhai	4,9	2013	Guangdong Zhuhai Jinwan LNG Co
Итого	39,7		

Источники: Hydrocarbon Asia³⁴⁸; LNGmarket database³⁴⁹

Первый китайский терминал «Гуандун» («Guangdong») расположен в одноимённой провинции Гуандун, которая является крупнейшим импортёром СПГ в Китае. Проект был одобрен в 1998г., но строительство терминала началось только в 2002г. Основным акционером является китайская компания «СиЭнОуОуСи» («CNOOC Gas & Power Group Ltd») с долей 33%. В 2006г. был завершён первый этап, который предполагал непосредственно сооружение импортного терминала, двух резервуаров для хранения СПГ, завода по

³⁴⁷ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

³⁴⁸ LNG Terminals in China and related developments.pdf. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁴⁹ LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/>

регазификации сжиженного газа и обслуживающей системы газопроводов. Второй этап завершился в 2008г. и заключался в расширении портовых и регазификационных мощностей, что позволило увеличить импорт сжиженного газа с 3,3 млн. тонн/год до 5 млн. тонн/год³⁵⁰. Сегодня «Гуандун» оснащён тремя резервуарами общей ёмкостью 480 тыс. куб. м³⁵¹ и имеет мощность 6,7 млн. тонн СПГ/год³⁵² (9,2 млрд. куб. м³⁵³). В результате завершения строительства четвёртого резервуара мощность терминала увеличится до 9 млн. тонн СПГ/год³⁵⁴. К 2015г. общая планируемая проектная мощность «Гуандун» может составить 12 млн. тонн СПГ/год³⁵⁵ (по другим данным 13,5 млн. тонн СПГ/год³⁵⁶). Терминал принимает газ преимущественно из Австралии, с завода «Карраса», в рамках 25-летнего контракта, заключенного в 2006г.³⁵⁷ Второй 25-летний импортный контракт был подписан с компанией «Катаргаз» («Qatargas») после завершения второй стадии проекта.

Второй действующий китайский терминал «Фуцзянь» («Fujian») был введён в эксплуатацию в 2008г. Мощность первой очереди терминала, которая снабжается газом в рамках 25-летнего контракта с индонезийского завода «Танггух», составила 2,6 млн. тонн СПГ/год³⁵⁸ (3,6 млрд. куб. м³⁵⁹). Для хранения сжиженного газа было построено два резервуара общей вместимостью

³⁵⁰ Guangdong LNG Terminal, China. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/guangdong-lng-terminal/>

³⁵¹ GDLNG project. Terminal. // Guangdong Dapeng LNG Company Ltd. URL: http://www.gdlnng.com/en/project/project_03.aspx?bcsi_scan_3516d0e9e7de2d1a=EPKj521GZPwSy81usE2KXMqYIToHAAAAOa40EA==&bcsi_scan_filename=project_03.aspx

³⁵² LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 7. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁵³ Рассчитано Автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³⁵⁴ LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 7. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁵⁵ Guangdong LNG Project Welcomes its first Anniversary. // CNOOC. Press Center. 30.06.2007 URL: <http://en.cnooc.com.cn/data/html/news/2007-06-30/english/245186.html>

³⁵⁶ LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 7. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁵⁷ Commercial Start of Guangdong LNG Terminal and Truckline Project Commenced. // CNOOC. Press Center. 29.09.2006. URL: <http://en.cnooc.com.cn/data/html/news/2006-09-29/english/229315.html>

³⁵⁸ LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 8. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁵⁹ Рассчитано Автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

320 тыс. куб. м³⁶⁰, сооружение ещё двух началось в 2009г. Это позволит увеличить общую ёмкость хранилища до 640 тыс. куб. м газа³⁶¹. Компания-оператор «СиЭнОуОуСи» планирует увеличить мощность терминала до 5,2 млн. тонн СПГ/год³⁶². После регазификации газ поступает на тепловые электростанции и через газораспределительную сеть – промышленным предприятиям и населению крупнейших городов китайской провинции «Фуцзянь».

Китайский терминал «**Шанхай**» (Shanghai) был пущен в эксплуатацию в конце 2009г. после небольшой задержки из-за взрывов, произошедших в начале 2009г. во время проведения испытаний оборудования. На первом этапе мощность терминала составила 3 млн. тонн СПГ/год (4,1 млрд. куб. м³⁶³), завершение же второго этапа, который должен завершиться в 2015г., позволит удвоить этот показатель³⁶⁴. Терминал «Шанхай» включает регазификационные мощности, три резервуара общей ёмкостью 495 тыс. куб. м³⁶⁵, причал и подводный газопровод, ведущий к г. Шанхай. В 2011г. был заключён 25-летний контракт на снабжение терминала сжиженным газом из Малайзии.

В начале 2011г. прошли пробные испытания работы терминала «**Зяньсу Рудон**» («Jiangsu Rudong»). В мае 2011г. компания «Катаргаз» («Qatargas») отправила на терминал первую партию СПГ, которая месяц спустя была регазифицирована и направлена в газораспределительную сеть Китая. Это свидетельствовало об успешном завершении первого этапа проекта, который должен обеспечить мощность приёма в 3,5 млн. тонн СПГ/год

³⁶⁰ Fujian LNG Terminal (Fujian). // LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Fujian-LNG-Terminal-11>

³⁶¹ Fujian LNG Project Starts Construction of Two More Storage Tanks. // CNOOC. Press Center. 20.03.2009. URL: <http://en.cnooc.com.cn/news.php?id=284641>

³⁶² LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 8. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁶³ Рассчитано Автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

³⁶⁴ Shanghai Expansion. // LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Shanghai-Expansion-391>.

³⁶⁵ Shanghai LNG Project, China. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/shanghai-lng/>

(4,8 млрд. куб. м)³⁶⁶, который будет поступать в рамках 25-летнего контракта с Катаром³⁶⁷. В ближайшее время в рамках второго этапа планируется увеличить мощность терминала до 6,5 млн. тонн СПГ/год (8,7 млрд. куб. м), а впоследствии – до 10 млн. тонн СПГ/год³⁶⁸. Терминал оборудован тремя резервуарами для хранения сжиженного газа общей ёмкостью 480 тыс. куб. м³⁶⁹.

Также после завершения первого этапа в 2011г. китайская компания «ПетроЧина» («PetroChina») запустила терминал «Далиан» («Dalian»). Его мощность составляет 3 млн. тонн СПГ/год (4,2 млрд. куб. м) с потенциалом увеличения до 6 млн. тонн СПГ/год (8,4 млрд. куб. м)³⁷⁰ к 2016г. На терминале построены три хранилища СПГ, аналогичные по мощности резервуарам проекта «Зяньсу Рудон»³⁷¹. На терминал «Далиан» СПГ поступает из Катара и Австралии, в качестве перспективной альтернативы рассматривается и Иран.

В течение последующих трёх-пяти лет успешное введение в эксплуатацию строящихся терминалов позволит увеличить приёмные и регазификационные мощности Китая на 22,5 млрд. куб. м/год (без учёта планируемого терминала «Янтай» («Yantai») с перспективой, как минимум, удвоения этого показателя (см. Таблицу 20).

Таблица 20. Строящиеся терминалы в Китае

Наименование терминала	Мощность на 1-ом этапе, млн. тонн (млрд. куб. м)/год	Проектная мощность, млн. тонн (млрд. куб. м)/год	Год введения (1 этап)	Оператор проекта
Beihai (Guangxi)	3,0 (4,2)	6,0 (8,3)	2015	Sinopec
Diefu (Shenzhen)	4,0 (5,5)		2015	CNOOC
Hainan	2,0 (2,8)	3,0 (4,2)	2014/2015	CNOOC
Jieyang (Yuedong)	2,0 (2,8)		2015	CNOOC
Shandong (Qingdao)	3,0 (4,2)		2014	Sinopec

³⁶⁶ Jiangsu LNG Project. // CNPC. About CNPC. Our businesses. Natural Gas & Pipelines. LNG.

URL: <http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/naturalgaspipelines/LNG/?COLLCC=1552194952&>

³⁶⁷ LNG Terminals in China and related developments.pdf, с. 8. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁶⁸ Jiangsu LNG Project. // CNPC. About CNPC. Our businesses. Natural Gas & Pipelines. LNG.

URL: <http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/naturalgaspipelines/LNG/?COLLCC=1552194952&>

³⁶⁹ Jiangsu LNG Terminal (Rudong). // LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Jiangsu-LNG-Terminal-13>.

³⁷⁰ Dalian LNG Project. // CNPC. About CNPC. Our businesses. Natural Gas & Pipelines. LNG.

URL: <http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/naturalgaspipelines/LNG/?COLLCC=1552194952&>

³⁷¹ Dalian LNG Terminal (Dalian). // LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/installation/Dalian-LNG-Terminal-10>

Tianjin FSRU (плавучий терминал)	2,2 (3,0)	6,0 (8,3)	2017	CNOOC
Shandong (Yantai) (плавучий терминал)	2,2 (3,0)	10,0 (13,8)	планируется	CNOOC
Итого	18,4 (25,5)			

Источники: Hydrocarbon Asia³⁷²; LNGmarket database³⁷³; A Barrel Full Oil & Gas Wiki³⁷⁴.

По данным на август 2013 г. в Китае более 10 проектов общей мощностью 59,4 млн. тонн СПГ/год³⁷⁵ (82 млрд. куб. м/год³⁷⁶) ожидали одобрения правительства или находились на начальной стадии строительства. В случае успешной реализации планов по расширению мощностей терминалов и всех новых проектов Китай сможет увеличить регазификацию газа, по крайней мере, в три раза. Не исключено, что в дальнейшем Китай будет способен не только обогнать Южную Корею, но и стать серьёзным конкурентом Японии на мировом рынке сжиженного газа.

Регазификационные терминалы в США

Исторически в США спрос на добываемый в стране газ всегда превышал предложение, при этом разница покрывалась импортом трубопроводного газа из Канады и поставками СПГ. С развитием добычи сланцевого газа потребление СПГ сократилось, многие действующие терминалы оказались недозагруженными, а проекты по строительству новых терминалов были отложены или вообще отменены.

Тем не менее, учитывая перспективы увеличения потребления сжиженного газа в США в последующие годы и значительный опыт этой страны в строительстве приёмных терминалов, автор считает необходимым рассмотреть существующие регазификационные мощности США, а также проанализировать потенциал их дальнейшего развития.

³⁷² LNG Terminals in China and related developments.pdf. // Hydrocarbon Asia. Январь-март 2012. Издание 22. Выпуск 1. URL: <http://www.hcasia.safan.com/mag/hca0112/index.htm>

³⁷³ LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/>

³⁷⁴ LNG Import Terminals in Asia. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com/lng-terminals-in-asia>

³⁷⁵ China approves first floating terminal for LNG imports. // Reuters. 14.08.2013.

URL: <http://www.reuters.com/article/2013/08/14/china-cnooc-lng-idUSL4N0GF24C20130814>

³⁷⁶ Рассчитано Автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

Таблица 21. Существующие терминалы в США³⁷⁷

Наименование терминала	Мощность, млрд. куб. ф/день	Мощность ³⁷⁸ , млрд. куб. м/год	Год введения	Владелец/оператор
Everett, MA	1,0	10,3	1971	GDF SUEZ - DOMAC
Cove Point, MD	1,8	18,6	1978	Dominion - Cove Point LNG
Elba Island, GA	1,6	16,5	1978	El Paso - Southern LNG
Lake Charles, LA	2,1	21,7	1981	Southern Union - Truckline LNG
Gulf Gateway Gas Port (Gulf of Mexico) <i>(в 2011г. закрыт из-за низкой загрузки)</i>	0,5	5,2	2005	Excelerate Energy - Gulf Gateway Energy Bridge
Northeast Gateway Gas Port (Offshore Boston)	0,8	8,3	2008	Excelerate Energy - Northeast Gateway
Freeport, TX	1,5	15,5	2008	Cheniere/Freeport LNG Dev.
Sabine Pass, LA	4,0	41,3	2008	Cheniere/Sabine Pass LNG
Cameron (Hackberry), LA	1,8	18,6	2008	Sempra - Cameron LNG
Neptune Deepwater (Offshore Boston), MA	0,4	4,1	2010	GDF SUEZ - Neptune LNG
Golden Pass (Sabine Pass), TX	2,0	20,7	2010	ExxonMobil - Golden Pass
Pascagoula (Gulf LNG (Clean Energy)), MS	1,5	15,5	2011	(El Paso/Crest/Sonangol – Gulf LNG Energy LLC)
Итого	19,0	196,4		

Источник: Federal Energy Regulatory Commission³⁷⁹, LNGmarket database³⁸⁰.

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» закрываются, прежде всего, из-за возникших разногласий в ценовой политике с Алжиром и, как следствие, сокращения импорта сжиженного газа. И только после введения в эксплуатацию завода по производству СПГ на острове Тринидад (Тринидад и Тобаго) в 1999г. и, принимая во внимание растущие потребности США в газе, в начале 2000-х годов Федеральная комиссия США по энергетике (Federal Energy Regulatory Commission

³⁷⁷ Иногда некоторые терминалы США закрываются, в том числе в случае существенной недозагрузки, поэтому на момент написания Работы не все терминалы могут быть действующими.

³⁷⁸ Рассчитано автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

³⁷⁹ Existing FERC Jurisdictional LNG Import/Export Terminals.pdf (updated 16.01.2014). // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-existing.pdf>

³⁸⁰ LNGmarket database. URL: <http://www.lngmarket.com/>

(FERC)) дала разрешение возобновить приём импортируемого сжиженного газа на двух законсервированных терминалах.

Благодаря достаточно высокому уровню собственной добычи энергоресурсов в стране и более низким ценам на природный газ по сравнению с мировыми ценами на сжиженный газ, в США долгое время не было острой необходимости в импорте СПГ, и соответственно не нужно было строить новые приёмные терминалы или расширять мощности существующих. Однако ситуация начала кардинально меняться ещё в конце 1990-х годов. По мнению автора, это связано не только с ростом потребности в энергоресурсах в стране с целью поддержания высоких темпов развития экономики, но и с повышенным интересом к природному газу как наиболее экологически чистому виду топлива.

В тот период в США начинают активно разрабатываться проекты новых приёмных терминалов, которые реализуются в конце 2000-х годов. Кроме того, Федеральная комиссия США по энергетике одобряет расширение мощностей уже существующих терминалов. Например, в августе 2006г. было выдано разрешение на увеличение мощности терминала «Ков Поинт» с 1 млрд. куб. футов/день до 1,8 млрд. куб. футов/день (18,6 млрд. куб. м/год³⁸¹), а также мощности по хранению СПГ (построены дополнительные два резервуара – всего стало семь)³⁸². Все вышеуказанные мероприятия были завершены в 2009г. В настоящее время на стадии расширения находятся регазификационные мощности терминала «Эльба Айленд»: планируется увеличить мощность до 2,1 млрд. куб. футов/день³⁸³ (21,7 млрд. куб. м/год³⁸⁴).

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 2008г., и терминал был пущен в

³⁸¹ Рассчитано автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

³⁸² History of Cove Point. // Dominion. URL: <http://www.dom.com/business/gas-transmission/cove-point/history-of-cove-point.jsp>

³⁸³ Elba III and Elba Express Projects. // KinderMorgan.

URL: http://www.kindermorgan.com/business/gas_pipelines/projects/elba3/

³⁸⁴ Рассчитано автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

эксплуатацию. Мощности по регазификации составили 2,6 млрд. куб. футов/день³⁸⁵ (26,9 млрд. куб. м/год³⁸⁶). Терминал был оборудован тремя резервуарами для хранения СПГ общей ёмкостью 480 тыс. куб. м³⁸⁷. В середине 2009г. завершилась первая стадия второго этапа. В результате регазификационные мощности были увеличены до 4 млрд. куб. футов/день³⁸⁸ (41,3 млрд. куб. м/год³⁸⁹) и введены в эксплуатацию ещё два хранилища СПГ. Следующие стадии второго этапа предусматривают не только сооружение дополнительного шестого резервуара, но и очередное увеличение регазификационных мощностей. Строительные работы планируется завершить в 2015г.³⁹⁰ Реализация этих планов может сделать «Сабин Пасс» крупнейшим мировым приёмным терминалом.

В настоящее время США являются единственной в мире страной, где планируются, разрабатываются и постоянно пересматриваются многочисленные проекты по строительству приёмных терминалов общей мощностью более 260 млрд. куб. м газа/год (см. Таблицу 22).

Таблица 22. Проектируемые импортные терминалы США

Наименование/ местонахождение терминала	Мощность, млрд. куб. ф/день	Мощность ³⁹¹ , млрд. куб. м/год	Статус проекта	Владелец/оператор
Текущие проекты				
Freeport, TX	2,5	25,8	одобрен (расширение)	Cheniere/Freeport LNG Dev.
Baltimore (Sparrows Point), MD	1,5	15,5	планируется	AES Corporation - AES Sparrows Point
Jordan Cove ³⁹² , OR	1,0	10,3	планируется	Veresen (ранее Fort Chicago Energy)

³⁸⁵ Sabine Pass LNG Terminal. // Cheniere Energy Partners, L.P.

URL: http://www.cheniereenergypartners.com/sabine_pass_terminal.shtml

³⁸⁶ Рассчитано Автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

³⁸⁷ Sabine Pass LNG Terminal, Cameron Parish, Louisiana, USA. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/sabinepasslngtermina/>

³⁸⁸ Sabine Pass LNG Terminal. // Cheniere Energy Partners, L.P.

URL: http://www.cheniereenergypartners.com/sabine_pass_terminal.shtml

³⁸⁹ Рассчитано Автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

³⁹⁰ Sabine Pass LNG Terminal, Cameron Parish, Louisiana, USA. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/sabinepasslngtermina/>

³⁹¹ Рассчитано Автором (1 куб. м ~ 35,31 куб. ф; 1 год = 365 дней)

³⁹² Jordan Cove Energy Project. URL: <http://www.jordancoveenergy.com>

Port Dolphin Deepwater ³⁹³ , FL	0,8	8,3	планируется	Hoegh LNG AS-Port Dolphin Energy LLC
Gulf of Mexico	1,0	10,3	одобрен FERC	Main Pass McMoran Exp.
Offshore Florida	1,2	12,4	одобрен FERC	Hoegh LNG – Port Dolphin Energy
Gulf of Mexico	1,4	14,5	одобрен FERC	TORP Technology-Bienville LNG
Robbinston, ME	0,5	5,2	рассматривается FERC	Kestrel Energy - Downeast LNG
Проекты отменены или отложены				
Bradwood Landing, OR ³⁹⁴	1,3	13,4	отменён	Northern Star Natural Gas
Casotte Landing, MS ³⁹⁵	1,3	13,4	отменён	Chevron-Bayou Casotte Energy LLC
Corpus Christi, TX	0,4	4,1	отложен	Cheniere - Corpus Christi LNG
Creole Trail (Cameron) ³⁹⁶ , LA	3,3	34,1	отменён	Cheniere - Creole Trail LNG
Crown Landing ³⁹⁷ , NJ	0,6	6,2	отменён	Hess LNG - Crown Landing LNG
Ingleside Energy ³⁹⁸ , TX	1,0	10,3	отложен	Occidental Petroleum
Oregon (Astoria), OR	1,5	15,5	отменён	Oregon LNG
Port Arthur, TX	3,0	31,0	отменён	Sempra Energy
Port Lavaca (Calhoun), TX	1,0	10,3	отменён	Gulf Coast LNG Partners - Calhoun LNG
Vista del Sol ³⁹⁹ , TX	1,4	14,5	отменён	4Gas
Weaver's Cove, MA	0,8	8,3	отменён	Hess LNG
Итого	25,5	263,4		

Источник: Federal Energy Regulatory Commission⁴⁰⁰, Global LNG Info.⁴⁰¹

Учитывая такие проектные возможности, США имеют все перспективы превратиться в крупнейшего в мире потребителя СПГ, обогнав мирового лидера, в лице Японии, и потенциального лидера, в лице Китая. США могут стать самым масштабным рынком СПГ в истории, на который будет работать вся мировая

³⁹³ Por Dolphin. URL: <http://www.portdolphin.com/capacity.php>

³⁹⁴ Bradwood LNG facility, Oregon, USA. // Hydrocarbons-technology. Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bradwood-lng/>

³⁹⁵ Casotte Landing LNG project. // Downstream Today. Projects.

URL: http://www.downstreamtoday.com/projects/project.aspx?project_id=57

³⁹⁶ Creole Trail LNG. // Downstream Today. Projects.

URL: http://www.downstreamtoday.com/Projects/Project.aspx?project_id=58

³⁹⁷ Hess considers changes in Crown Landing Project. // LNG World News. 13.05.2010. URL:

<http://www.lngworldnews.com/usa-hess-considers-changes-in-crown-landing-lng-project/>

³⁹⁸ Ingleside Energy Center. // Downstream Today. Projects.

URL: http://www.downstreamtoday.com/Projects/Project.aspx?project_id=50

³⁹⁹ Vista del Sol. // Downstream Today. Projects.

URL: http://www.downstreamtoday.com/Projects/Project.aspx?project_id=64

⁴⁰⁰ Approved&Proposed/Potential FERC Jurisdictional LNG Import/Export Terminals.pdf (updated 05.12.2012, updated 16.01.2014). // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <http://ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>

⁴⁰¹ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

газовая индустрия. Другой вопрос, насколько успешно и какие именно проекты по строительству регазификационных терминалов всё-таки будут реализованы в ближайшем будущем, и самое главное, будет ли нужен такой объём сжиженного газа США для обеспечения потребностей потребителей и развития своей экономики.

Регазификационные терминалы в Европе

По состоянию на январь 2014г. мощность действующих двадцати трех регазификационных терминалов в Европе составила 196,7 млрд. куб. м/год (см. Таблицу 23). Терминалы располагаются в десяти европейских странах, при этом основные регазификационные мощности находятся в Испании и Великобритании, которые являются крупнейшими импортёрами сжиженного газа в Европе.

Таблица 23. Действующие терминалы в Европе

Наименование терминала	Страна	Мощность, млрд.куб.м/год	Год введения	Владелец/оператор
Barcelona	Испания	17,1	1968	Enagas
Bilbao	Испания	7,0	2003	Bahía de Bizkaia Gas (Engas, RREEF Infrastructure, Ente Vasco de la Energía)
Cartagena	Испания	11,8	1989	Enagas
Huelva	Испания	11,8	1988	Enagas
Reganosa (El Ferrol Mugaridos)	Испания	3,6	2007	Reganosa
Sagunto	Испания	8,8	2006	Saggas
Dragon	Великобритания	6,0	2009	Dragon LNG (BG Group, Petronas, 4Gas)
Grain	Великобритания	19,5	2005	National Grid
South Hook	Великобритания	21,0	2009	South Hook Lng (Qatar Petroleum, ExxonMobil and Total)
Teesside GasPort	Великобритания	4,6	2007	Excelerate Energy
Fos Cavaou	Франция	8,3	2010	Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (GDF Suez, Total)
Fos-Sur-Mer (Fos Tonkin)	Франция	5,5	1972	Elengy (GDF Suez)
Montoir-d-Bretagne	Франция	10,0	1980	Elengy (GDF Suez)
Adriatic (Rovigo)	Италия	7,6	2009	Terminale GNL Adriatico Srl (Qatar Petroleum, ExxonMobil, Edison)
Livorno	Италия	3,8	2013	OLT Offshore LNG Toscana (IREN GROUP, E.ON GROUP)
Panigaglia	Италия	3,4	1971	ENI

Zeebrugge	Бельгия	9,0	1987	Fluxys LNG
Brunnsviksholme	Швеция	0,5	2011	AGA Gas
Revithoussa	Греция	5,3	2000	DEPA/DESFA
Sines	Португалия	7,9	2004	REN Atlântico
Izmir (Aliaga)	Турция	6,0	2006	EgeGaz
Marmara	Турция	6,2	1994	Botas
Gate	Нидерланды	12,0	2011	Nederlandse Gasunie and Koninklijke Vopak
Итого		196,7		

Источник: Global LNG Info⁴⁰², GLE LNG Map⁴⁰³, A Barrel Full Database⁴⁰⁴.

На десяти из вышеуказанных терминалах ведутся/планируются работы по расширению их мощности. Кроме того, в Европе на стадии проектирования, согласования и строительства находятся около тридцати терминалов (см. Таблицу 24).

Таблица 24. Строящиеся и планируемые терминалы в Европе

Наименование терминала	Страна	Мощность, млрд.куб.м/год	Год введения	Владелец/оператор
Расширение действующих				
Bilbao	Испания	+ 5,2	2019	Bahia de Bizkaia (BBG)
Fos Cavaou	Франция	+ 8,2	2020	FOSMAX LNG
Fos-Sur-Mer (Fos Tonkin)	Франция	+ 1,5	2019	Elengy (GDF Suez)
Gate	Нидерланды	+ 4,0	2016	Gasunie / Vopak
Grain	Великобритания	+ 8,0	2016	National Grid
Montoir-d-Bretagne	Франция	+ 6,5	2018	Elengy (GDF Suez)
Panigaglia	Италия	+ 4,6	2022	ENI
Revithoussa	Греция	+ 2,0	2016	DEPA/DESFA
Sagunto	Испания	+ 1,7	2014	Saggas
Zeebrugge	Бельгия	+ 3,0	2017	Fluxys LNG
	Итого	+ 44,7		
Строящиеся/подготовка к строительству				
Dunkirk (Dunkerque)	Франция	13,0	2015	EDF
El Musel	Испания	7,0	приостановлен в 2013г.	Enagas
Gran Canaria	Испания (Канарские острова)	1,3	2018	Gascan (Endesa)
Klaipeda FSRU	Литва	4,0	2014	Klaipedos Nafta
Porto Empedocle	Италия	8,0	2018	Enel
Swinoujscie	Польша	5,0	2014	Polskie Lng
Tenerife	Испания (Канарские острова)	1,3	2017	Gascan (Endesa)

⁴⁰² World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

⁴⁰³ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁰⁴ LNG Import Terminals. // A Barrel Full Database. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com>

	Итого	39,6		
Планируемые / предлагаемые				
Adria	Хорватия	10,0 - 15,0	2017+	Adria LNG, E-on, OMV, Total
LNGRV, Krk Island	Хорватия	2,0 - 6,0	2016+	LNG Hrvatska (Plinacro)
Canvey	Великобритания	5,4	проект отложен	Canvey LNG (Calor, Osaka Gas, Japan LNG Corporation)
Anglesey, Amlwch (off-shore)	Великобритания	13,0	-	Canatxx
Shannon	Южная Ирландия	3,0 – 4,1	2017+	Shannon LNG (Hess, Poten & Partners)
Antifer (Le Havre)	Франция	9,0	проект отложен	Gaz de Normandie
Brindisi	Италия	8,0	приостановлен в 2012г.	Brindisi LNG (BG Group)
Gioia Tauro (Medgas)	Италия	12,0	2018+	MedGas LNG Terminal (IRIDE, SORGENIA)
Falconara Marittima	Италия	4,0	2018+	Api Nova Energia
Porto Recanati (off-shore)	Италия	5,0	-	Tritone GNL, GDFSuez
Rosignano	Италия	8,0	-	Edison/BP/Solway
Taranto	Италия	8,0	-	Gas Natural Fenosa
Malta FSRU	Мальта	2,0	2018+	Enemalta
Constanta	Румыния	2,0 – 8,0	-	AGRI LNG
Vasiliko	Кипр	0,7	проект отложен	Defa
Wihelmshaven	Германия	10,7	проект отложен	E.ON
Levan (Falcione)	Албания	8,0 - 12,0	2016+	Gruppo Falcione
SemanGas (ASG)	Албания	30,0	-	ASG
Paldiski	Эстония	2,6	2015+	Balti Gaas
Muuga, Tallinn	Эстония	2,9	2017+	Vopak, Elering
Riga	Латвия	5,0	2016+	Latvenergo
Finngulf LNG (Joddbole or Tolkkinen)	Финляндия	2,0	2019+	Gasum
Итого		153,3 – 173,4		

Источник: Global LNG Info⁴⁰⁵, GLE LNG Map⁴⁰⁶, A Barrel Full Database⁴⁰⁷

Таким образом, к 2025г. регазификационные мощности европейских государств могут увеличиться более чем в два раза до 454 млрд. куб. м.

Представляя единое европейское пространство, тем не менее, многие страны Европы сохранили индивидуальный подход к развитию сектора СПГ и собственное видение его будущей роли для экономики страны. Поэтому автор

⁴⁰⁵ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.

URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

⁴⁰⁶ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁰⁷ LNG Import Terminals. // A Barrel Full Database. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com>

предлагает более подробно рассмотреть основные европейские регазификационные терминалы.

Испания

Старейшим регазификационным терминалом Европы является «**Барселона**» («Barcelona»), который расположен в испанском порту г. Барселона и действует с 1968г. Первоначально терминал был оборудован всего двумя хранилищами ёмкостью по 40 тыс. куб. м⁴⁰⁸ для приёма газа, импортируемого из Ливии. В 1970-х гг. были построены два резервуара вместимостью до 80 тыс. куб. м⁴⁰⁹ каждый. В 2000-х годах строятся ещё четыре одинаковых резервуара, последний из которых вводится в эксплуатацию в первом квартале 2011 г., общей ёмкостью 600 тыс. куб. м⁴¹⁰. В результате совокупная вместимость всех восьми хранилищ составила 840 тыс. куб. м. Сооружение резервуаров сопровождалось увеличением регазификационной мощности, которая достигла 1,95 млн. куб. м/час⁴¹¹ (17,1 млрд. куб. м/год⁴¹²).

Государственной испанской компании «Энагаз» («Enagas») кроме терминала «Барселона» принадлежат действующие терминалы «Хуэлта» («Huelva») и «Картажена» («Cartagena»). Строительство терминала «Хуэлта» началось в 1985г. Уже летом 1988г. на терминал была доставлена первая партия СПГ из Алжира. В то время регазификационные мощности составляли всего 0,1 млн. куб. м/час (0,9 млрд. куб. м/год⁴¹³), и терминал был оборудован только одним резервуаром

⁴⁰⁸ Barcelona plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146238113017&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴⁰⁹ Barcelona plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹⁰ Barcelona plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹¹ Barcelona plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹² GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/Ing-map>

⁴¹³ Рассчитано автором (1 день = 24 часа; 1 год = 365 дней)

ёмкостью 60 тыс. куб. м⁴¹⁴. С начала 1990-х годов начинается расширение терминала: строятся четыре хранилища газа, увеличивая общую вместимость в десять раз с 60 тыс. куб. м до 610 тыс. куб. м⁴¹⁵. Регазификационные мощности выросли в 13,5 раз до 1,35 млн. куб. м/час⁴¹⁶ (11,8 млрд. куб. м/год⁴¹⁷). Возможно дальнейшее расширение регазификационной мощности «Хуэла» до 13,1 млрд. куб. м/год при строительстве дополнительных двух газовых резервуаров с целью увеличения их общей ёмкости (шесть) до 760 тыс. куб. м⁴¹⁸.

Терминал «Картажена» действует с конца 1989г., он был самым маленьким испанским терминалом. Его роль возросла только в конце 1990-х гг., когда его регазификационные мощности были увеличены до 0,15 млн. куб. м/час⁴¹⁹ (1,3 млрд. куб. м/год⁴²⁰), и терминал был присоединён к единой газотранспортной системе Испании. Впоследствии «Картажена» расширяется: в 2002-2010 гг. вводятся четыре резервуара газа, увеличивая общую ёмкость пяти хранилищ до 587 тыс. куб. м⁴²¹. Регазификационные мощности выросли до 1,35 млн. куб. м/час⁴²², или 11,8 млрд. куб. м/год⁴²³.

Компания «Энагаз» не только владеет вышеуказанными тремя (из шести) регазификационными терминалами, но и в 2010г. приобрела долю в размере

⁴¹⁴ Huelva plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹⁵ Huelva plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹⁶ Huelva plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴¹⁷ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/Ing-map>

⁴¹⁸ GLE LNG Map.pdf (Май 2012). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/Ing-map>

⁴¹⁹ Cartagena plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴²⁰ Рассчитано автором (1 день = 24 часа; 1 год = 365 дней)

⁴²¹ Cartagena plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴²² Huelva plant. // Enagas. Regasification Plants.

URL: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=en&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal

⁴²³ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/Ing-map>

40%⁴²⁴ в четвертом проекте «Билбао» («Bilbao»). Терминал действует с 2003г., оборудован двумя резервуарами общей ёмкостью 300 тыс. куб. м⁴²⁵ и имеет регазификационные мощности в размере 0,8 млн. куб. м/час, или 7 млрд. куб. м/год⁴²⁶. К 2019г. планируется увеличить мощность терминала до 12,2 млрд. куб. м/год и построить два новых хранилища газа вместимостью 300 тыс. куб. м⁴²⁷.

Кроме того, «Энагаз» начала строительство седьмого испанского терминала «Эль Мюсель» («El Musel») мощностью на первом этапе, аналогичной «Билбао». На втором этапе к 2021г. планировалось её увеличение до 1,0 млн. куб. м/час, или 8,8 млрд. куб. м/год⁴²⁸. Ввести терминал в эксплуатацию предполагалось в 2014г., но пока строительство приостановлено.

Поскольку Испания является крупнейшим импортёром СПГ в Европе, руководство страны уделяет особое внимание развитию регазификационных мощностей. В настоящее время не только планируется расширение и модернизация действующих терминалов, но и осуществляется проектирование новых терминалов. На Канарских островах планируется строительство небольших терминалов «Тенерифе» («Tenerife») и «Гран Канария» («Gran Canaria») мощностью 1,3 млрд. куб. м/год каждый⁴²⁹. 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.

⁴²⁴ Bahia de Bizkaia Regasification Plant, Bilbao, Spain. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bbg-plant/>

⁴²⁵ Bahia de Bizkaia Regasification Plant, Bilbao, Spain. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bbg-plant/>

⁴²⁶ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴²⁷ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴²⁸ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴²⁹ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

Великобритания

По мощности регазификационных терминалов Великобритания не сильно уступает Испании. Однако в отличие от Испании, в этой стране новые терминалы не строятся, а единственный разработанный проект модернизации и введения в эксплуатацию ранее действовавшего терминала «Канвей» («Canvey») был отложен⁴³⁰. Сегодня на территории Великобритании, которая является вторым крупнейшим импортёром сжиженного газа в Европе, функционирует четыре терминала.

Самым мощным является терминал «Сауз Хук» («South Hook»), который находится в Уэльсе. Фактически терминал является частью проекта «Катаргаз II» («Qatargas II»), его основным акционером выступает компания «Катар Петролеум» («Qatar Petroleum»). Терминал «Сауз Хук» строился в два этапа. Первый этап завершился в конце 2009г.: регазификационные мощности составили 10,5 млрд. куб. м, общая ёмкость трех одинаковых хранилищ газа – 465 тыс. куб. м⁴³¹. Второй этап позволил удвоить существовавшие мощности по регазификации, построить второй причал для приёма СПГ и ещё два аналогичных резервуара для хранения газа⁴³².

Вторым крупным английским терминалом является «Грейн» («Grain»). Терминал начал работать в 2005г. и мог принимать до 3,3 млн. тонн СПГ/год⁴³³ (4,6 млрд. куб. м⁴³⁴). В тот период были построены четыре небольших хранилища ёмкостью 50 тыс. куб. м⁴³⁵ каждое и сопутствующая газовая инфраструктура для обеспечения нормального функционирования терминала. В начале 2005г., до введения терминала «Грейн» в эксплуатацию (июль 2005г.), начались работы по

⁴³⁰ World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals.pdf. // Global LNG Info. January 2014.
URL: <http://www.globallnginfo.com/Introduction.htm>

⁴³¹ South Hook LNG Terminal, United Kingdom. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.
URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/southhooklngterminal/>

⁴³² South Hook LNG Import Terminal. // CB&I. Project Profiles. URL: <http://www.cbi.com/markets/project-profiles/south-hook-lng-import-terminal/>

⁴³³ NationalGrid. Commercial operations. URL: <http://www.nationalgrid.com/uk/GrainLNG/CommercialOperations/>

⁴³⁴ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

⁴³⁵ Grain LNG Terminal Expansion, Kent, United Kingdom. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.
URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/grainlngkent/>

второму этапу. Предполагалось увеличение в три раза текущих регазификационных мощностей и строительство трех резервуаров вместимостью по 190 тыс. куб. м⁴³⁶. Второй этап завершился в конце 2008г., тогда как уже в марте 2007г. было объявлено о третьем этапе расширения. В результате к декабрю 2010г. совокупные регазификационные мощности увеличились до 19,5 млрд. куб. м⁴³⁷. Также был построен дополнительный причал и резервуар аналогичной ёмкостью. В настоящее время планируется дальнейшее расширение терминала к 2016г. (четвёртый этап). В случае высокого спроса на газ и благоприятной рыночной ситуации в Европе, особенно в Великобритании, английская компания «Нейшнл Грид» («National Grid») готова финансировать увеличение его мощности до 27,5 млрд. куб. м⁴³⁸.

Остальные два действующих терминала Великобритании – «Драгон» («Dragon») и «Тиссайд» («Teesside») – достаточно небольшие по мощности (см. Таблицу 23) и не представляют особого интереса для подробного рассмотрения.

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.

Терминал **«Монтуар де Бретань»** мощностью 10 млрд. куб. м/год⁴³⁹ был введён в эксплуатацию в 1980г. Терминал оборудован тремя резервуарами для хранения газа общей ёмкостью 360 тыс. куб. м⁴⁴⁰. Необходимо отметить, что в тот

⁴³⁶ Grain LNG Terminal Expansion, Kent, United Kingdom. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/grainlngkent/>

⁴³⁷ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴³⁸ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴³⁹ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁴⁰ Gaz de France LNG Terminal, Montoir de Bretagne, France. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/gazdefrancelng/>

период «Монтуар де Бретань» был одним из самых мощных терминалов Европы, поэтому до недавнего времени он не требовал определённого расширения. Только в декабре 2006г. компания «Газ де Франс» объявила о планируемом увеличении регазификационных мощностей на 65%, опираясь на рост рынка СПГ в 2005г. на 7,8%⁴⁴¹. Кроме того, за пять лет к началу 2011г. количество клиентов компании «Эланжи» («Elengy»)⁴⁴², которая является дочерним обществом «ГДФ СУЭЦ» и управляющей компанией «Монтуар де Бретань», выросло с 4 до 18⁴⁴³. Регазификационные мощности терминала законтрактованы на 100% до 2014г. включительно, на 85% – на период с 2015г. до 2021г.⁴⁴⁴ Поэтому к 2018г. планируется увеличить производительность «Монтуар де Бретань» до 16,5 млрд. куб. м/год⁴⁴⁵.

Второй терминал «ГДФ СУЭЦ», который также находится под управлением «Эланжи» – «Фос-сюр-Мер» (или как его часто называют по месту нахождения «Фос Тонкин» («Fos Tonkin»)), был введён в эксплуатацию в 1972г. Его регазификационные мощности составляют 5,5 млрд. куб. м/год⁴⁴⁶. При терминале сооружены два хранилища газа ёмкостью по 35 тыс. куб. м и одно хранилище ёмкостью 80 тыс. куб. м⁴⁴⁷. В 2009г. было принято решение о расширении терминала. В настоящее время проводятся необходимые исследования рынка, консультации со специализированными строительными компаниями и, безусловно, проект обсуждается на уровне высших руководящих лиц страны. К 2019г. регазификационные мощности «Фос-сюр-Мер» могут быть увеличены до

⁴⁴¹ Gaz de France LNG Terminal, Montoir de Bretagne, France. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects. URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/gazdefrancelng/>

⁴⁴² Общество создано 31 декабря 2008г. для управления и развития приёмных СПГ-терминалов компании «ГДФ».

⁴⁴³ Montoir_OpenSeasonNotice.pdf. // Elengy. Montoir extension. URL: <http://www.elengy.com/fr/nos-projets/montoir-extension.html>

⁴⁴⁴ Montoir_OpenSeasonNotice.pdf. // Elengy. Montoir extension. URL: <http://www.elengy.com/fr/nos-projets/montoir-extension.html>

⁴⁴⁵ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁴⁶ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁴⁷ NoteInformation_OpenSeasonNoticeFosTonkin2011.pdf. // Elengy. Open Season Fos Tonkin.

URL: <http://www.elengy.com/fr/nos-projets/open-season-fos-tonkin.html>

7 млрд. куб. м/год⁴⁴⁸, демонтированы два маленьких резервуара и на их месте построено одно хранилище ёмкостью до 160 тыс. куб. м⁴⁴⁹.

Более того, компания «Эланжи» управляет терминалом «Фос Каваяу» («Fos Cavaou»), текущая регазификационная мощность которого составляет 8,25 млрд. куб. м/год (90% законтрактовано в рамках долгосрочных контрактов⁴⁵⁰) с перспективой её удвоения к 2020г.⁴⁵¹ Одним из его акционеров также выступает «ГДФ СУЭЦ».

В настоящее время во Франции строится новый терминал «Данкёрк» («Dunkirk» («Dunkerque»)) мощностью 13 млрд. куб. м/год⁴⁵² (введение в эксплуатацию запланировано на 2015г.), а также разработан проект строительства терминала «Антифер» («Antifer») мощностью 9 млрд. куб. м/год⁴⁵³, который пока отложен.

Таким образом, по мощности действующих регазификационных терминалов Франция существенно уступает Испании и Великобритании. Даже успешная реализация вышеуказанных проектов не даст Франции значительных преимуществ, однако сделает её более независимой в выборе того или иного вида топлива для обеспечения потребностей экономики и населения страны.

Италия

Автор считает необходимым подробнее остановиться и на Италии. В настоящее время в этой стране функционируют только два регазификационных терминала – «Адриатик» («Adriatic») и «Паниаглия» («Panigaglia»).

В 1967-1970 гг. строится первый итальянский терминал «Паниаглия» мощностью 3,5 млрд. куб. м⁴⁵⁴ с целью приёма сжиженного газа, импортируемого

⁴⁴⁸ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁴⁹ Cap Tonkin: l'pres Debat Public. // Elengy. Presentation du Project. URL: <http://www.elengy.com/fr/nos-projets/cap-tonkin-lapres-debat-public/presentation-du-projet.html>

⁴⁵⁰ Capacites Fos Cavaou. // Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou. Espace commercial. URL: <http://www.stmfc.com/espace-commercial/capacites.html>

⁴⁵¹ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁵² GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁵³ Antifer. // Gaz de Normandie. Description of the project. URL: <http://gazdenormandie.com/in-figures.html>

⁴⁵⁴ Modernization project. // GNL Italia S.p.A. URL: http://www.gnlitalia.it/english/progetto_ammodernamento/FAQ.html

из Ливии. Терминал оборудован двумя небольшими резервуарами для хранения газа вместимостью по 50 тыс. куб. м⁴⁵⁵. В настоящее время под руководством владеющей компании «Эни» («Eni») подготовлен план модернизации терминала «Паниаглия», в соответствии с которым к 2022г. предполагается заменить действующие хранилища двумя резервуарами нового поколения общей ёмкостью 240 тыс. куб. м и увеличить регазификационные мощности до 8 млрд. куб. м⁴⁵⁶.

Разработка проекта «Адриатик» началась ещё в начале 2000-х годов, а в октябре 2009г. шельфовый терминал был введён в эксплуатацию. Терминал обеспечивает итальянский рынок газом в основном с четвертой линии катарского проекта «Расгаз II» («Rasgas II»). Терминал располагается на платформе в Северном 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 лет⁴⁵⁷. Терминал оборудован двумя хранилищами газа общей ёмкостью 250 тыс. куб. м⁴⁵⁸.

В 2013г. в Италии завершилось строительство плавучего терминала «Ливорно» («Livorno»), который имеет много общего с «Адриатик». Проект «Ливорно» получил одобрение в мае 2004г.; с июня 2009г. велись строительные работы. Его мощности по регазификации и хранению газа составляют, соответственно, 3,75 млрд. куб. м и 137,5 тыс. куб. м.⁴⁵⁹ Второй итальянский проект – терминал «Бриндиси» («Brindisi») – должен иметь более крупные регазификационные мощности. На первом этапе – до 6 млн. тонн СПГ/год⁴⁶⁰ или около 8 млрд. куб. м⁴⁶¹, обеспечивая около 10% спроса на газ в Италии. Однако

⁴⁵⁵ The Panigaglia plant. // GNL Italia S.p.A. URL: http://www.gnlitalia.it/english/impianto_panigaglia/impianto.html

⁴⁵⁶ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁵⁷ The Terminal. // Adriatic LNG. URL: <http://www.adriaticlng.com/wps/portal/alng/en/terminal>

⁴⁵⁸ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁵⁹ GLE LNG Map.pdf (Июль 2013). // Gas Infrastructure Europe. URL: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

⁴⁶⁰ About Brindisi LNG. // Brindisi LNG. URL: <http://www.brindisi-lng.com/en-GB/About/Pages/default.aspx>

⁴⁶¹ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

весной 2012г. проект был приостановлен: компания-инициатор «Би Джи Групп» («BG Group») так и не получила всех необходимых разрешений на строительство.

Более того, сегодня Италия является единственной европейской страной, где на стадии разработки или согласования находятся ещё шесть проектов по строительству новых терминалов общей мощностью 45 млрд. куб. м (без учёта «Бриндиси»), при этом три из них планируется ввести в эксплуатацию к 2018г. (см. Таблицу 24). По ряду проектов сроки реализации были перенесены по причине несогласования или отсутствия разрешений на проведение тех или иных работ. Однако в случае их успешной реализации в ближайшем будущем Италия станет одним из лидеров по мощности регазификационных терминалов среди стран Европы.

По результатам оценки регазификационных мощностей отдельных стран и регионов следует отметить, что наличие регазификационных терминалов играет важнейшую роль в развитии рынка сжиженного природного газа. Крупнейшие мощности сосредоточены в Японии, что обусловлено высокими потребностями японской экономики в энергоносителях и ограниченностью собственных углеводородных ресурсов. Также значительными мощностями обладают США, которые, учитывая их нереализованный регазификационный потенциал, имеют благоприятные перспективы превратиться в мирового лидера и стать крупнейшим региональным рынком сжиженного газа в мире. Увеличение спроса на СПГ со стороны европейских государств привело к росту регазификационных мощностей и в Европе. Основную роль играют Испания, Великобритания, Франция и Италия. Однако в отличие от Японии, европейские приёмные терминалы работают практически при максимальной загрузке. Поэтому всё большее внимание начинает уделяться проектам по строительству новых регазификационных мощностей в Европе. На этом фоне особое внимание привлекают Италия, Хорватия и Прибалтийские государства.

В заключении данной главы следует подчеркнуть, что мировой рынок сжиженного газа развивается также неравномерно, как и торговля этим видом топлива. За последние двадцать лет совокупный мировой спрос на сжиженный газ достиг своего максимального значения. Крупнейшими потребителями являются страны АТР, преимущественно Япония и Южная Корея. Географическое расположение и ограниченность собственных ресурсов этих стран главным образом определили их высокий спрос на СПГ. Всё большее применение сжиженный газ находит и в таких государствах, как Китай и Индия. Особая роль отведена СПГ на европейском рынке. Принимая во внимание растущий дефицит энергоносителей, особенно характерный для отдельных стран Европы, и учитывая экологический аспект СПГ, европейские государства демонстрируют повышенный интерес к этому виду топлива.

Несмотря на неравномерность развития мирового рынка сжиженного газа, достаточную удалённость основных стран и регионов потребителей от непосредственных производителей СПГ, а также высокие цены на сжиженный газ по сравнению с трубопроводным газом, в долгосрочном периоде СПГ имеет благоприятные перспективы стать одним из основных энергоносителей, заняв значительную долю на мировом рынке.

В условиях всё возрастающей роли сжиженного газа, особое внимание должно уделяться развитию регазификационных мощностей, которые определяют не только способность страны-импортёра приобретать произведённый СПГ, но и его использовать. По всему миру приёмно-регазификационные терминалы имеют разные технико-эксплуатационные характеристики, в первую очередь, мощность регазификации. Все характеристики обусловлены не только инвестиционными возможностями, но и текущими или прогнозными потребностями страны в газе.

Развитие приёмно-регазификационных терминалов тесно взаимосвязано с усовершенствованием технологий по транспортировке и хранению сжиженного природного газа. Строительство приёмных терминалов, как и заводов по

производству СПГ, не обходится без сооружения резервуаров для хранения газа с использованием тех или иных разработанных систем и инновационных решений. Поэтому автор неоднократно обращает внимание, что регазификация и потребление сжиженного природного газа являются важным звеном в длинной цепочке «производство-потребление СПГ» и ключевой составляющей мирового рынка сжиженного природного газа, определяющей его развитие на современном этапе.

Учитывая всё вышеизложенное, можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным рынком сбыта российского СПГ, безусловно, являются страны АТР, в первую очередь Япония, которая в особенности после природных катаклизмов начала 2011г. будет рассматривать любые возможности частичной переориентации с атомной энергетики, как источника дальнейшего развития собственной экономики, на другие энергоносители. Однако, чтобы оценить возможности России по выходу на азиатский и другие рынки сбыта сжиженного природного газа, в следующей главе автор предлагает рассмотреть современное состояние производства СПГ в Российской Федерации и потенциальные российские СПГ-проекты.

Глава III. Перспективы развития производства СПГ в РФ

В настоящее время Россия является одним из крупнейших игроков на мировом рынке энергоносителей, активно участвует в мировой торговле углеводородами и в международном энергетическом сотрудничестве. Россия занимает второе⁴⁶² место в мире по доказанным запасам природного газа (32,9 трлн. куб. м⁴⁶³) и до 2009г. была лидером по добыче «голубого топлива»⁴⁶⁴. Наличие обширных газовых ресурсов – это естественное преимущество, которым необходимо эффективно распоряжаться. В связи с этим перед Российской Федерацией стоят две задачи. Во-первых, необходимо поддерживать стабильное развитие российского газового сектора, начиная от изучения как потенциальных, так и доказанных месторождений газа до его переработки и транспортировки. Во-вторых, следует рационально использовать имеющийся газовый потенциал страны с целью диверсифицированного развития всех отраслей экономики.

3.1. Современное состояние производства СПГ в РФ

До недавнего времени единственным направлением экспорта российского газа являлись трубопроводные поставки в Европу и страны СНГ, поэтому перед Россией стояла задача диверсификации экспортных газовых потоков, а также освоения нового сегмента мирового рынка газа. Эти задачи носили геополитический характер и определяли энергетическую безопасность страны. Теперь благодаря проекту «Сахалин-2» Россия имеет бесценный опыт организации производства нового энергоносителя – сжиженного природного газа, который обеспечил выход на рынки стран АТР. Сложность его реализации заключалась в том, что у России не было ни технологий и опыта производства СПГ, ни технологий шельфовой добычи газа в крупных промышленных

⁴⁶² В 2012г. первое место занял Иран с запасами 33,6 трлн. куб. м по данным BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁴⁶³ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁴⁶⁴ В 2009-2012 гг. первое место занимают США.

масштабах. Кроме того, необходимо было найти и убедить потенциальных инвесторов и покупателей сжиженного природного газа в успешности проекта, получить их согласие на поставки СПГ или в некоторых случаях даже заключить соглашения тогда, когда строительство завода по производству сжиженного газа ещё только планировалось.

Проект «Сахалин-2» включает разработку двух месторождений: Лунского месторождения, которое является преимущественно газовым, и Пильтун-Астохского нефтяного месторождения с наличием попутного газа. Оба месторождения были открыты в 1980-х годах. В 1998г. на Астохском участке была установлена первая в России морская добывающая платформа «Моликпак», и в 1999г. получена первая шельфовая нефть. Подобный успех позволил приступить к реализации второго этапа проекта, связанного с добычей природного газа и производством СПГ.

Решение о производстве сжиженного газа было принято в 1990-х годах на стадии разработки технических параметров и экономического обоснования проекта. Выбор был сделан в пользу СПГ, не только благодаря удобству его морской транспортировки с Сахалина и гибкости потенциальных поставок в любые страны и регионы мира, но и экономической эффективности его производства в условиях холодного сахалинского климата. Более того, основные рынки сбыта стран АТР, в первую очередь Япония, расположены в непосредственной территориальной близости.

Проведённые исследования, полученные от соответствующих ведомств согласования и детальная проработка технико-экономических параметров проекта позволили в 2003г. приступить к строительству необходимой инфраструктуры⁴⁶⁵:

- Газодобывающей платформы «Лунская-А» (первой на российском шельфе);
- Системы морских (300 км) и наземных трубопроводов (1600 км);

⁴⁶⁵ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.17. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

- Берегового технологического комплекса (для подготовки газа к транспортировке);
- Насосно-компрессорной станции;
- Завода по производству СПГ (на юге Сахалина);
- Причала отгрузки СПГ.

В феврале 2009г. завод был пущен в эксплуатацию. В том же году было произведено 5,3 млн. тонн СПГ⁴⁶⁶. Работы по вводу объектов инфраструктуры и наладка всех заводских систем продолжались в 2009г. и начале 2010г. В середине 2010г. завод вышел на проектную мощность – 9,6 млн. тонн/год⁴⁶⁷, поставив в том же году на мировой рынок 13,4 млрд. куб. м СПГ⁴⁶⁸. В 2012г. этот объём увеличился до 14,8 млрд. куб. м или 4,5% всех поставок СПГ в мире⁴⁶⁹.

Основные объёмы газа для завода добываются на платформе «Лунская-А», которая установлена в море на глубине 48 м в 15 км от северо-восточного побережья острова Сахалин. Платформа была введена в эксплуатацию в декабре 2008г., и газ начал поступать в трубопроводную систему проекта «Сахалин-2». В 2010-2012 гг. было закончено бурение трех эксплуатационных скважин, и их общее число достигло восьми⁴⁷⁰. Общая среднесуточная производительность скважин составляет до 44 млн. куб. м газа/день⁴⁷¹. Следует отметить, что в газовой скважине, пробуренной в 2012г., был успешно применен метод ориентированной перфорации. Этот метод позволяет избежать выноса песка в течение более

⁴⁶⁶ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.18. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

⁴⁶⁷ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.18. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

⁴⁶⁸ BP Statistical Review of World Energy 2011. URL: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

⁴⁶⁹ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁴⁷⁰ Annual_Review_rus_2011.pdf, с. 13. // «Сахалин Энерджи». Годовой отчёт за 2010г.

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/project.asp?p=luna>;

Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.17. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

⁴⁷¹ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.17. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

длительного времени, чем в уже существующих скважинах Лунского месторождения. В компании «Сахалин Энерджи» такая технология была применена впервые⁴⁷².

Разделение нефти, газа и конденсата, а также обработка газа перед транспортировкой на завод производится на объединённом береговом технологическом комплексе (ОБТК), две линии которого также были введены в эксплуатацию в конце 2008г. Первоначально суточная производственная мощность комплекса составляла 51 млн. куб. м газа и около 60 тыс. баррелей нефти и конденсата⁴⁷³. В 2011-2012 гг. на ОБТК была проведена модификация двух технологических линий с целью повышения переработки газа до 56 млн. куб. м газа⁴⁷⁴.

Рисунок 8. Производство СПГ в рамках проекта «Сахалин-2»



Источник: Проект «Сахалин-2». Газпром. URL: <http://gazprom-sh.nl/ru/sakhalin-2/>

Взаимосвязь между объектами проекта «Сахалин-2» обеспечивает транссахалинская система нефте- и газопроводов, которая включает 300 км

⁴⁷² Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.17. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

⁴⁷³ GRI_2011_Final_rus.pdf, с. 20. // «Сахалин Энерджи». Отчёт по устойчивому развитию за 2011г.

URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/aboutus.asp?p=annual_reports

⁴⁷⁴ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.18. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

морских и 1600 км наземных трубопроводов, 105 узлов запорной арматуры, 5 аварийно-восстановительных пунктов и 2 насосно-компрессорные станции⁴⁷⁵. За техническое обслуживание транссахалинской трубопроводной системы отвечает дочернее общество «Газпром трансгаз Томск», которое является подрядчиком компании-оператора проекта «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Sakhalin Energy Investment Company Ltd.»). Акционерами «Сахалин Энерджи» являются ОАО «Газпром» (50% плюс одна акция), «Ройял Датч Шелл» («Royal Dutch Shell», 27,5% минус одна акция), «Мицуи» («Mitsui», 12,5%) и «Митсубиши» («Mitsubishi», 10%)⁴⁷⁶.

Важнейшим событием 2011-2012 гг. стало начало поставок газа (не СПГ) на внутренний рынок с двух узлов отбора и учёта газа (УОУГ): один – на севере острова, второй – на юге. Южный УОТГ, а также газораспределительная станция были введены в эксплуатацию в 2010г.: газ подаётся на энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ. Осенью 2011г. газ стал поступать и в трубопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток». Сейчас он поставляется на внутренний рынок в счёт уплаты роялти российской стороне, а в ближайшем будущем должен поставляться и в счёт прибыльной продукции в соответствии с Соглашением о разделе продукции⁴⁷⁷. В 2012г. были завершены строительство и ввод в эксплуатацию северного УОУГ, кроме того, на северном и южном УОУГ были введены в эксплуатацию постоянные системы замера объёмов газа⁴⁷⁸.

Завод по производству сжиженного газа с причалом для отгрузки СПГ и терминал отгрузки нефти входят в число объектов комплекса «Пригородное», который расположен на юге Сахалина, на берегу залива Анива. На заводе СПГ, который занимает площадь в 490 гектаров, построены две технологические линии

⁴⁷⁵ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.18. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

⁴⁷⁶ Сахалин Энерджи. Информация о компании. Структура управления.

URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/about_company/management_structure.wbp

⁴⁷⁷ GRI_2011_Final_rus.pdf, с. 4. // «Сахалин Энерджи». Отчёт по устойчивому развитию за 2011г.

URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/aboutus.asp?p=annual_reports

⁴⁷⁸ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.18. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

номинальной производительностью 4,8 млн. тонн СПГ/год⁴⁷⁹ каждая, работающие на основе двухцикловой технологии сжижения газа DMR⁴⁸⁰, которая была специально доработана для сахалинского проекта с целью обеспечения максимальной эффективности в условиях холодного климата. Помимо производственных мощностей и причала отгрузки СПГ на заводе построена лаборатория, центральный пункт управления и два резервуара для хранения газа высотой 37 м, диаметром 67 м и общей ёмкостью 200 тыс. куб. м⁴⁸¹. Сахалинский завод не является одним из самых мощных заводов мира, однако в 2010г. компания «Сахалин Энерджи» запустила программу по повышению его производительности. По итогам 2012г. мощность завода была увеличена на 8%⁴⁸². По информации ОАО «Газпром» в 2013г. в рамках проекта «Сахалин-2» было произведено 5,26 млн. тонн нефти и 10,52 млн. тонн СПГ⁴⁸³.

Специальный причал отгрузки СПГ может принимать до 160 танкеров в год вместимостью от 18 тыс. куб. м до 145 тыс. куб. м⁴⁸⁴. За 2011г. было отгружено 163⁴⁸⁵ стандартных партий⁴⁸⁶ СПГ, за 2012 г. – 168 партий⁴⁸⁷.

Для перевозки российского СПГ в Японию, которая является основным покупателем российского сжиженного газа, были построены три газовеца («Гранд Елена», «Гранд Анива», и «Гранд Мерей»), которые сегодня зафрахтованы на долгосрочный период и активно используются компанией-оператором проекта

⁴⁷⁹ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.18. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

⁴⁸⁰ Технология с двумя холодильными циклами на смеси хладагента («Double-Mixed Refrigerant (DMR) Process») была разработана компанией «Шелл» («Shell») для применения в холодном климате и часто меняющихся условиях внешней среды.

⁴⁸¹ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.18. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

⁴⁸² Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.18. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

⁴⁸³ «Газпром» и Shell договорились о переходе на стадию проектирования по проекту третьей линии завода СПГ на Сахалине. // Газпром. Пресс-центр. Новости. 23.12.2013.

URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/december/article181242/>

⁴⁸⁴ GasBusiness_Sakhalin-2.pdf, с.18. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Газовый бизнес, №2. Март-апрель 2011. URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

⁴⁸⁵ GRI_2011_Final_rus.pdf, с. 22. // «Сахалин Энерджи». Отчёт по устойчивому развитию за 2011г.

URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/aboutus.asp?p=annual_reports

⁴⁸⁶ Одна стандартная партия составляет 145 тыс. куб. м.

⁴⁸⁷ Отчёт об устойчивом развитии 2012 г.pdf, с.20. // «Сахалин Энерджи».

URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>

«Сахалин Энерджи». Также транспортировка сахалинского СПГ осуществляется и судами покупателей.

Таблица 25. Структура продаж российского СПГ в 2012г.

Покупатель	Объём поставки	
	млрд. куб. м	%
Япония	11,3	76,3
Южная Корея	3,0	20,3
Китай	0,5	3,4
Итого	14,8	100%

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013. URL:http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx.

В начале лета 2012г. генеральный директор ООО «Газпром экспорт» сообщил, что ОАО «Газпром» рассматривает возможности строительства третьей технологической линии в рамках проекта «Сахалин-2»⁴⁸⁸. 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.

Проект «Сахалин-2» знаменит не только своим первенством в Российской Федерации, но и новаторскими решениями. Во-первых, это двуцикловая технология двойного смешанного хладагента (DMR). Во-вторых, это внедрение самых современных методов сейсмозащиты объектов, поскольку проект располагается в зоне повышенной сейсмической активности. Например, впервые в мировой практике в нефтегазовой сфере на морских платформах использовались маятниковые опоры скользящего типа. «...Верхние строения закреплены на железобетонных основаниях с помощью люлечных механизмов, установленных в верхней части опор основания. Эти механизмы представляют собой сейсмоизолирующие маятниковые подшипники скольжения, которые приводятся в действие ускорениями, возникающими во время землетрясения. При этом

⁴⁸⁸ Проектная мощность завода СПГ во Владивостоке может вырасти вдвое – до 20 млн. т. в год. // Российское Агентство Международной Информации. Дальневосточный округ. 25.09.2012. URL: <http://dv.ria.ru/economy/20120925/82161526.html>

скользящий шарнир перемещается по вогнутой поверхности механизма, обеспечивая незначительные маятниковые движения поддерживаемой конструкции и гашение сейсмических колебаний. Благодаря такой конструкции платформы могут выстоять при землетрясениях более сильных, чем максимально расчётные для данной зоны. В отсутствие землетрясений эти специальные опоры помогают снизить ледовые и волновые нагрузки на платформы и их оборудование...»⁴⁸⁹. Также впервые в мире завод по производству СПГ запускался с использованием импортного сжиженного газа, что позволило своевременно отладить работу технологических систем и выйти на проектную мощность раньше запланированного срока, при этом выдержать все нормы безопасности.

3.2. Потенциальные проекты по производству СПГ в РФ

Остановливаясь на достигнутых успехах Российская Федерация, доля которой на мировом рынке СПГ составляет пока менее 5%⁴⁹⁰, не планирует. Одним из наиболее перспективных проектов считается «Штокман», в рамках которого планируется строительство завода по производству СПГ.

Штокмановское газоконденсатное месторождение было открыто в 1988г. Оно расположено в центральной части российского сектора Баренцева моря в 550 км от Кольского полуострова. Штокмановское месторождение считается одним из крупнейших месторождений в мире. Его запасы по категории С1 составляют 3,9 трлн. куб. м газа и 56 млн. тонн газового конденсата, из которых в границах лицензионного участка ОАО «Газпром» расположены 3,8 трлн. куб. м газа и 53,4 млн. тонн газового конденсата⁴⁹¹.

⁴⁸⁹ Energiya_Razvitiya.pdf, с.65. // Сахалин Энерджи. «Сахалин-2» в СМИ. Энергетическая стратегия. Июнь 2011.
URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel_home&c=4

⁴⁹⁰ Расчёт автора по данным BP Statistical Review of World Energy 2013.
URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁴⁹¹ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

Несмотря на то, что Штокмановское месторождение было открыто более двадцати лет назад, до недавнего времени речь о его разработке не шла из-за чрезвычайно сурового арктического климата и значительной глубины моря (до 340 м⁴⁹²), на которой находятся запасы газа. Основным риском добычи газа является столкновение добывающей платформы с айсбергом. С целью снижения этого риска могут использоваться только плавучие платформы.

Проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения предполагает три этапа. На первом этапе планируется ежегодно добывать 23,7 млрд. куб. м газа, на втором – 47,4 млрд. куб. м⁴⁹³. Третий этап должен обеспечить выход на проектную мощность с объёмом добычи 71,1 млрд. куб. м/год⁴⁹⁴ с перспективой дальнейшего увеличения годовой добычи.

В июле 2007г. ОАО «Газпром» и французская компания «Тоталь» («Total») подписали Рамочное Соглашение по основным условиям сотрудничества при разработке первой фазы Штокмановского газоконденсатного месторождения, в октябре 2007г. аналогичное Соглашение было подписано между ОАО «Газпром» и норвежской «Статойл» («Statoil»). В феврале 2008г. с целью непосредственной реализации первого этапа проекта между тремя участниками было заключено Соглашение акционеров о создании компании «Штокман Девелопмент АГ» («Shtokman Development AG»), в капитале которой 51% принадлежало ОАО «Газпром», 25% – «Тоталь» и 24% – «Статойл»⁴⁹⁵.

Предполагалось, что компания «Штокман Девелопмент АГ», зарегистрированная в Швейцарии, будет оператором первой фазы проекта, будет владеть и управлять всей его инфраструктурой на протяжении 25 лет⁴⁹⁶ с момента

⁴⁹² Штокмановский проект. URL: <http://www.shtokman.ru/project/gasfield/>

⁴⁹³ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

⁴⁹⁴ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

⁴⁹⁵ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

⁴⁹⁶ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

ввода месторождения в эксплуатацию. По завершению первого этапа «Тоталь» и «Статойл» должны будут продать свои доли компании «Газпром». Реализация второй и третьей фазы проекта планируется непосредственно силами 100%-го дочернего общества Газпрома – ООО «Газпром нефть шельф» (прежнее наименование ООО «Севморнефтегаз»), которое владеет лицензией на поиск, геологическое изучение и добычу газа и газового конденсата Штокмановского месторождения. Однако окончательное соглашение о реализации проекта между иностранными партнёрами и ОАО «Газпром» так и не было подписано летом 2012г. Компания «Статойл» вернула ОАО «Газпром» свою долю в размере 24% в совместном предприятии⁴⁹⁷.

В рамках первой фазы проекта компания «Штокман Девелопмент АГ» провела комплекс инженерных работ и исследований, выполнила оценку рисков проекта, подготовила проектную документацию по российским и международным стандартам, завершила предварительную госэкспертизу морских объектов.

Добычу газа планировалось проводить с помощью подводных добычных комплексов и специальных плавучих платформ судового типа, которые можно быстро отсоединить и увести с траектории движения айсбергов. Добытый газ по подводным трубопроводам будет поставляться на берег в район посёлка Териберка, где планируется сооружение завода по производству СПГ первоначальной общей мощностью двух линий 7,5 млн. тонн/год⁴⁹⁸, портового транспортно-технологического комплекса и других производственных объектов. Компания «Газпром» планировала строительство газопровода «Мурманск-Волхов» для транспортировки добытого газа в Единую систему газоснабжения России, а сжиженный газ предполагалось грузить на танкеры и поставлять покупателям морским путём.

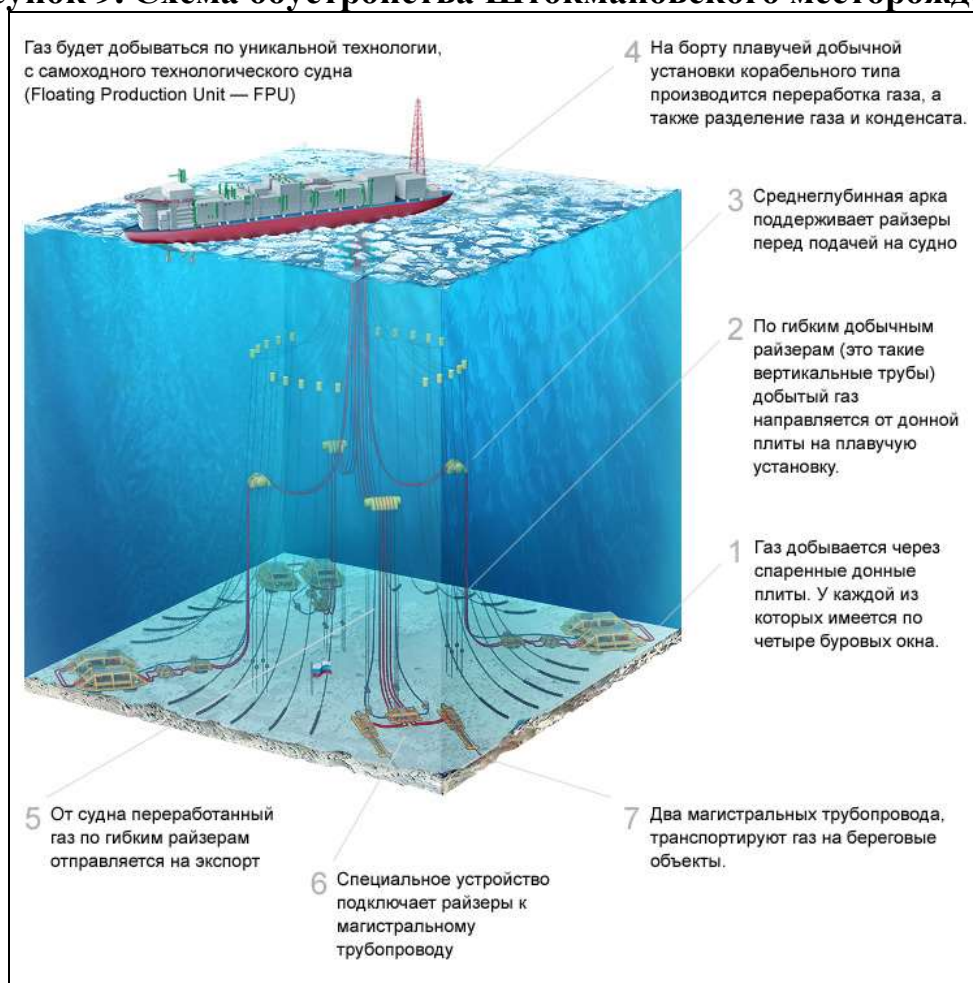
⁴⁹⁷ Челпанова М., Дзядко Т. Газпром не намерен отступаться от Штокмана. // Ведомости 17.12.12.

URL: http://www.vedomosti.ru/companies/news/7245341/odin_v_shtokmane?from=newsletter-editor-choice

⁴⁹⁸ Штокмановский проект. // Газпром. Производство. Проекты.

URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>

Рисунок 9. Схема обустройства Штокмановского месторождения



Источник: Штокмановский проект. // Газпром. Проекты. Месторождения.

URL: <http://www.gazprom.ru/production/projects/deposits/shp/>

Для процесса сжижения было предложено использовать технологию APCI СЗMR, основанную на сжатии газа с помощью пропана и его последующем охлаждении с помощью смешанного хладагента в специальном криогенном теплообменнике. Контракт на инженерное проектирование всех береговых объектов, включая завод по производству СПГ, был заключён с французской компанией «Текнип» («Technip») в 2008г. Французская компания «ДОРИС Инжиниринг» («DORIS Engineering») была привлечена для подготовки проекта системы морской добычи газа, включая плавучую технологическую платформу. Разработка проекта системы морских трубопроводов возложена на дочернее

общество компании «Газпром» ОАО «Гипроспецгаз» с привлечением ряда иностранных подрядчиков.

Первоначально предполагалось начать добычу газа в 2013г., и в 2014г. произвести первый СПГ. Но в феврале 2010г. проект был отложен на три года по причине снижения спроса на газ на европейском рынке. Впоследствии ввод в эксплуатацию Штокмановского месторождения был намечен на 2016г., пуск завода СПГ – на 2017г. В начале 2013г. компания «Газпром» объявила тендер по выбору проектировщика завода по производству СПГ максимальной проектной мощностью до 30 млн. тонн СПГ/год⁴⁹⁹, но уже летом тендер был отменён. В июне 2013г. заместитель председателя правления «Газпрома» заявил, что месторождение, возможно, будут осваивать уже следующие поколения, а позже «Газпром» поставил его в план только после 2019г.⁵⁰⁰

Формально работы над проектом обустройства Штокмановского месторождения продолжаются, но пока «Газпром» считает данный проект экономически неэффективным при сложившейся ценовой конъюнктуре рынка и прогнозных ценах на СПГ. Тем не менее, Штокмановский проект является очень значимым для России. Его важность определяется несколькими факторами. Во-первых, это диверсификация экспорта российского газа, который будет поставляться не только по трубопроводу «Северный поток» в обход Украины в Европу, но и в виде СПГ на мировой рынок. Во-вторых, реализация данного проекта позволит укрепить энергетическую безопасность России, так как запасы одного лишь Штокмановского месторождения сопоставимы с запасами газа ряда стран, которые являются значимыми игроками на мировом газовом рынке, например, Алжира и Индонезии. В-третьих, в случае успеха Штокмановский проект создаст основу для дальнейшего освоения арктического шельфа, а также

⁴⁹⁹ «Газпром» продолжает реализацию Штокмановского проекта. // Новости 14.12.2012.

URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2012/december/article151570/>

⁵⁰⁰ Серов М., Ходякова Е. Total может обменять свою долю в Штокмане. // Ведомости. 27.11.2013.

URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/19268531/total-pomenyaet-more>

позволит привлечь современные технологии, а также использовать опыт в этой сфере ведущих иностранных компаний.

Также очень перспективным российским проектом является «Ямал СПГ». На полуострове Ямал и в прилегающих акваториях открыто одиннадцать газовых и пятнадцать нефтегазоконденсатных месторождений⁵⁰¹. Геологи оценивают запасы газа месторождений в 16 трлн. куб. м, конденсата – 230,7 млн. т, нефти – 291,8 млн. т⁵⁰², а при проведении дополнительных геологоразведочных работ в перспективе запасы могут быть увеличены в 1,5–2 раза⁵⁰³.

Попытки освоить нефтегазовые месторождения полуострова Ямал предпринимались ещё в 1980-е годы, однако суровые климатические условия, а впоследствии и политическая ситуация не позволили в то время реализовать данный проект. Сегодня на фоне снижения добычи углеводородов на основных месторождениях Западной Сибири, вопрос освоения Ямала становится актуальным. Тем не менее, необходимо помнить, что добыча газа в этом регионе, характеризующемся продолжительной арктической зимой, сильной заболоченностью, отсутствием дорог и специфической экосистемой, потребует значительных финансовых и трудовых ресурсов.

Лицензии на разработку Бованенковского, Харасавэйского, Новопортовского, Крузенштернского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского и Малыгинского месторождений на полуострове Ямал принадлежат компании «Газпром». Освоение месторождений суши Ямала планируется осуществить путем создания трех промышленных зон – Бованенковской, Тамбейской и Южной, с каждой из которых связаны свои месторождения.

⁵⁰¹ Мегaproект «Ямал». // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>

⁵⁰² Мегaproект «Ямал». // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>

⁵⁰³ Черепанов М. Ямал СПГ – общими усилиями. // Федеральнй журнал «Регионы России», № 7-8, июль-август 2010г. URL: <http://www.gosrf.ru/journal/article/1197>

Самым крупным по запасам газа является Бованенковское месторождение – 4,9 трлн. куб. м⁵⁰⁴. Начиная его освоение, компания «Газпром» выбрала традиционный трубопроводный вид поставок газа и разработала программу по строительству соответствующей инфраструктуры. В октябре 2012г. Бованенковское месторождение было пущено в эксплуатацию. Это позволит компании «Газпром» получить доступ к новым ресурсам, но не новым рынкам.

Именно желание выйти на новые рынки и диверсифицировать свои поставки в итоге привело к тому, что в июне 2010г. на площадке XIV Петербургского Международного экономического форума между компаниями «Газпром» и «НОВАТЭК», крупнейшим независимым производителем природного газа в России, было подписано Соглашение о сотрудничестве, которое определило основные условия взаимодействия двух компаний в реализации проекта по производству СПГ на базе Южно-Тамбейского месторождения. С этой целью ещё в 2005г. была создана компания ОАО «Ямал СПГ». Сейчас 60% её акций находится в собственности у ОАО «НОВАТЭК», по 20% – у французской «Тоталь» («Total») и китайской «СНРС» («СинЭнПиСи») ⁵⁰⁵.

ОАО «Ямал СПГ» владеет лицензией сроком до 2045г. на освоение Южно-Тамбейского месторождения, открытого в 1974г. Его запасы оцениваются в 1,3 трлн. куб. м газа⁵⁰⁶. По состоянию на конец 2012г. доказанные запасы составляли 481,1 млрд. куб. м газа и 13,4 млн. т жидких углеводородов⁵⁰⁷. Месторождение считается крупнейшим активом компании «НОВАТЭК». Оно состоит из 5 газовых пластов неглубокого залегания и 37 газоконденсатных пластов глубокого залегания⁵⁰⁸.

⁵⁰⁴ Мегaproект «Ямал». // Газпром. Производство. Проекты.

URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>

⁵⁰⁵ Серов М. «Новатэк» готов продать 10% в «Ямал СПГ» фонду РФПИ и китайской СИС. // Ведомости. 20.02.2014.

URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23104601/partner-s-dengami>

⁵⁰⁶ Черепанов М. Ямал СПГ – общими усилиями. // Федеральный журнал «Регионы России», № 7-8, июль-август 2010г. URL: <http://www.gosrf.ru/journal/article/1197>

⁵⁰⁷ Южно-Тамбейское месторождение (проект «Ямал СПГ»). // Новатэк. Бизнес. Ямал и Гыдан.

URL: <http://www.novatek.ru/ru/business/yamal/southtambey/>

⁵⁰⁸ Южно-Тамбейское месторождение (проект «Ямал СПГ»). // Новатэк. Бизнес. Ямал и Гыдан.

URL: <http://www.novatek.ru/ru/business/yamal/southtambey/>

Компания «Ямал СПГ» должна была представить достаточно сложный план-проект по сооружению завода по производству сжиженного газа, портового комплекса и сопутствующей инфраструктуры, которые придётся строить далеко за полярным кругом. Для проведения работ по предпроектному изысканию была приглашена специализированная международная компания «Чикаго Бридж энд Айрон» («Chicago Bridge & Iron» (CBI)), зарегистрированная в Нидерландах, но имеющая американское происхождение. В перечень услуг, предоставляемых «Чикаго Бридж энд Айрон» для «Ямал СПГ», входило проектирование завода по производству сжиженного газа, резервуаров для хранения и портовых мощностей. Для выполнения своих обязательств американская компания обязалась привлечь иностранных партнёров – японскую инжиниринговую корпорацию «Чиёда» («Chiyoda») и итальянскую компанию «Саипем» («Saipem»), а также взаимодействовать с российским проектным институтом «НИПИгазпереработка».

В настоящее время ОАО «Ямал СПГ» планирует строительство трёх производственных линий мощностью по 5,5 млн. т СПГ/год, причем запуск первой официально намечен на 2017г.⁵⁰⁹ В 2012-2013 гг. компания завершила разработку проектной документации по российским и международным стандартам, начала обустройство кустовых площадок для бурения первых эксплуатационных скважин, выбрала подрядчика на проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, строительство СПГ-завода. Им стал консорциум компаний «Текнип Франс» («Technip France») и «ДжейДжиСи Корпорейшн» («JGC Corporation»). По состоянию на октябрь 2013г. компания «Ямал СПГ» получила все необходимые согласования проектной документации, необходимые для строительства объектов инфраструктуры, добычи, подготовки, сжижения газа на Южно-Тамбейском месторождении и отгрузки СПГ и газового конденсата в порту Сабетта. В будущем возможности порта могут быть расширены, сделав его многопрофильным, если туда будет проведена железная

⁵⁰⁹ Серов М. «Новатэк» готов продать 10% в «Ямал СПГ» фонду РФПИ и китайской СИС. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23104601/partner-s-dengami>

дорога, например, в случае строительства железнодорожного отвода от дороги компании «Газпром» до Бованенково. Главным вопросом остаётся объём необходимых и потенциально возможных инвестиций.

Поставки сжиженного газа с завода на Ямале планируется направлять в Европу и страны Юго-Восточной Азии. Отдельную ставку делают на быстроразвивающиеся рынки Китая и Индии. Не исключается также и американский рынок. У компании «НОВАТЭК» накоплен значительный опыт экспортных поставок газового конденсата и других углеводородов. В начале 2014г. компания получила право экспортировать производимый СПГ самостоятельно. До этого монополией на экспорт газа обладал «Газпром».

Общая стоимость проекта «Ямал СПГ» оценивается в 26,9 млрд. долл. США, причём, как считают аналитики, около 70% придётся на заёмные средства⁵¹⁰. Поэтому не удивительно, что реализация проекта требует привлечения партнёров не только с целью получения доступа к инновационным технологиям, но и дополнительным финансовым ресурсам. Как стало известно в начале 2014г., Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ), структура Внешэкономбанка (ВЭБ), изучает возможность вхождения в акционерный капитал ОАО «Ямал СПГ», в том числе через совместный с «Чайна Инвестмент Корпорейшн» («China Investment Corporation») российско-китайский инвестиционный фонд. «НОВАТЭК» готов продать до 10% в проекте, чтобы оставить за собой контроль⁵¹¹. Участие ВЭБа в проекте предполагает участие в акционерном капитале компании и предоставление кредитных ресурсов в рамках проектного финансирования на строительство СПГ-завода и обеспечение транспортировки сжиженного газа с проекта. Рассматривается вопрос создания совместного предприятия РФПИ с судоходной компанией «Совкомфлот», которая будет заниматься строительством и эксплуатацией танкеров для перевозки газа с

⁵¹⁰ Серов М. «Новатэк» готов продать 10% в «Ямал СПГ» фонду РФПИ и китайской CIC. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23104601/partner-s-dengami>

⁵¹¹ Серов М. «Новатэк» готов продать 10% в «Ямал СПГ» фонду РФПИ и китайской CIC. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23104601/partner-s-dengami>

«Ямал СПГ». Для транспортировки СПГ предполагается использовать специально спроектированные танкеры усиленного ледового класса Arc7.

Долей в «Ямал СПГ» интересовались также японские и индийские компании. Кроме того, осенью 2013г. «НОВАТЭК» подписал меморандум с четырьмя китайскими банками. Компания собирается рассмотреть все условия сотрудничества с потенциальными участниками и кредиторами проекта и принять окончательное решение в 2014г. Ранее представители компании «НОВАТЭК» утверждали, что новый участник может быть интересен, если он предложит рынки сбыта⁵¹². Однако сейчас стало важнее получить инвестора, готового предложить недорогое кредитное финансирование для проекта.

В целом наличие достаточно крупных десяти газоконденсатных месторождений на полуострове Ямал может позволить создать в этом регионе крупнейший комплекс по производству СПГ производительностью 70 млн. тонн/год с перспективой дальнейшего увеличения его мощности⁵¹³. Учитывая условия вечной мерзлоты, потребуется создание специального флота газозовов ледокольного класса и применение новейших технологий при строительстве объектов инфраструктуры. А это в свою очередь требует значительных инвестиций, а также напряжённого труда и временных затрат. Однако сегодня Ямал является, наверное, наиболее изученным и подготовленным к освоению регионом, а также расположен достаточно близко к существующей газотранспортной инфраструктуре. Поэтому можно предположить, что именно месторождения Ямала будут играть решающую роль в развитии российской газовой промышленности в XXI веке.

Дальний Восток также может стать масштабным центром по производству российского сжиженного природного газа. В апреле 2011г. компания «Газпром» и японский консорциум «Джапен Фар Ист Газ» («Japan Far East Gas») подписали

⁵¹²Французская энергокомпания хочет влиться в «Ямал СПГ». // 10.12.2012. URL: <http://www.yamal.org/oil-and-gas/42882--1-r.html>

⁵¹³ ФАС предварительно согласовала сделку о вхождении Total в проект «Ямал СПГ». // Нефть России. 23.08.2011. URL: <http://www.oilru.com/news/273297/>

Соглашение о проведении совместного технико-экономического исследования с целью реализации проекта по строительству СПГ-завода и газохимического комплекса во Владивостоке. Владивосток удобен, прежде всего, тем, что это незамерзающий порт и расположен близко к основному потребителю СПГ – Японии.

Летом 2012г. между Министерством энергетики РФ и Министерством экономики, торговли и промышленности Японии подписан Меморандум о взаимопонимании, который предполагает сотрудничество и поддержку в рамках проекта «Владивосток-СПГ». А весной 2013г. были утверждены планы мероприятий по реализации проекта строительства СПГ-завода и подготовки ресурсной базы для проекта. Началась разработка проектной документации, проводятся проектно-изыскательские работы на полуострове Ломоносова и в бухте Перевозной, где планируется разместить завод и построить необходимую инфраструктуру.

Изначально «Владивосток СПГ» предполагал строительство завода мощностью 10 млн. тонн/год⁵¹⁴. Но в сентябре 2012г. генеральный директор ООО «Газпром экспорт» сообщил, что производительность завода может быть увеличена в два раза, поскольку «Газпром» планировал создать на востоке России мощности по производству СПГ в объёме 25 млн. тонн/год (20 млн. тонн – завод во Владивостоке и до 5 млн. тонн – третья СПГ-линия «Сахалин-2»)⁵¹⁵. В соответствии с последней информацией, размещённой на официальном сайте компании «Газпром», проект предусматривает сооружение трёх технологических линий общей мощностью 15 млн. тонн/год⁵¹⁶. Ресурсной базой должен стать газ Сахалинского («Сахалин-3»), Якутского и Иркутского центров газодобычи.

⁵¹⁴ Беликов Д., Мордюшенко О. «Газпром» дошёл до Владивостока. // Газета «Коммерсант», №94(4635). 27.05.2011. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1648160>

⁵¹⁵ Проектная мощность завода СПГ во Владивостоке может вырасти вдвое – до 20 млн. т. в год. // Российское Агентство Международной Информации. Дальневосточный округ. 25.09.2012. URL: <http://dv.ria.ru/economy/20120925/82161526.html>

⁵¹⁶ Проект «Владивосток-СПГ». // Газпром. Производство. Проекты. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/vladivostok-lng/>

Однако пока главным источником считаются ресурсы проекта «Сахалин-3». Его запасы газа оцениваются на уровне 1,1 трлн. куб. м⁵¹⁷. «Сахалин-3» является основной ресурсной базой для газотранспортной системы «Сахалин — Хабаровск — Владивосток».

Однако в 2013г. компания «Газпром» провела доразведку на Южно-Кирином месторождении (проект «Сахалин-3»), которая обнаружила значительные запасы нефти. До этого месторождение считалось газовым с оценочными запасами в 563,9 млрд. куб. м газа и 71,7 млн. т конденсата⁵¹⁸. По результатам доразведки запасы увеличились до 682 млрд. куб. м газа и 131 млн. т конденсата, и добавилось 464 млн. т нефти⁵¹⁹. Вероятно, компании «Газпром» придётся изменить планы по разработке Южно-Кирином месторождения, которое может быть признано крупнейшим на шельфе России. К сожалению, такое открытие может негативно отразиться на проекте «Владивосток СПГ», поскольку нефть должна извлекаться первой, а вести одновременно разработку нефтяной и газовой залежей невыгодно. К тому же нефть является более ликвидным товаром, в том числе и для экспорта. Поэтому «Газпром» предпочтёт разрабатывать нефть, а добыча газа, который должен был поступать на проект «Владивосток СПГ», начнётся позже. В качестве доказательства можно привести последний проспект компании «Газпром» к евробондам, где сообщается, что добыча газа на Южно-Кирином месторождении начнётся в 2019г., а выход на максимальный уровень добычи (16 млрд. куб. м/год) ожидается в 2023-2024 гг.⁵²⁰ Тогда как ранее планировалось, что в 2018г. СПГ-завод будет пущен в эксплуатацию, а в 2020г. выйдет на

⁵¹⁷ «Сахалин-3». // Газпром. Производство. Проекты.

URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/vladivostok-lng/>

⁵¹⁸ «Сахалин-3». // Газпром. Производство. Проекты.

URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/vladivostok-lng/>

⁵¹⁹ Серов М. «Газпром» нашел на «Сахалине-3» крупнейшее шельфовое месторождение нефти в России. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23041371/gazprom-predpochtet-neft>

⁵²⁰ Серов М. «Газпром» нашел на «Сахалине-3» крупнейшее шельфовое месторождение нефти в России. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23041371/gazprom-predpochtet-neft>

проектную производительность, для чего требовалось 13 млрд. куб. м/год⁵²¹. Пока компания «Газпром» официально не отказывается от планов по реализации проекта «Владивосток СПГ», возможно будут переноситься сроки.

У компании «Газпром» есть ещё Киринское и Мынгинское месторождения (проект «Сахалин-3»), общие запасы которых оцениваются в 182,3 млрд. куб. м газа и 21,6 млн. т конденсата⁵²². Но их газом предполагалось снабжать Дальний Восток, а также часть поставлять по трубе в Китай. Газ с проекта «Сахалин-2» полностью поставляется на экспорт в виде СПГ. А в рамках проекта «Сахалин-1» «Роснефть» и «ЭксонМобил» («ExxonMobil») планировали строить собственный СПГ-завод. Таким образом, свободных газовых ресурсов для «Владивосток СПГ» пока нет. Тем более, «Газпром» собирался вернуться к идее по строительству третьей технологической линии в рамках «Сахалин-2». Расширение «Сахалина-2» и «Владивосток СПГ» – это взаимоисключающие проекты, и в текущих условиях приоритет будет отдан не «Владивосток СПГ»⁵²³.

Основываясь на имеющейся информации, можно прогнозировать, что к 2030г. ежегодное производство российского сжиженного газа может увеличиться, по крайней мере, в три раза с текущих 10,5 млн. тонн до 30 млн. тонн, что позволит России не только диверсифицировать экспортные поставки газа, повысить энергетическую безопасность страны, но и укрепить свои позиции на мировом рынке СПГ, заняв большую долю рынка.

Помимо вышеуказанных трёх проектов в России существуют и другие планы и разработки по строительству заводов по сжижению природного газа. До недавнего времени существовал проект «Балтийский СПГ», который предполагал строительство завода по производству сжиженного природного газа

⁵²¹ Серов М. «Газпром» нашел на «Сахалине-3» крупнейшее шельфовое месторождение нефти в России. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23041371/gazprom-predpochtet-neft>

⁵²² «Сахалин-3». // Газпром. Производство. Проекты. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/vladivostok-lng/>

⁵²³ Серов М. «Газпром» нашел на «Сахалине-3» крупнейшее шельфовое месторождение нефти в России. // Ведомости. 20.02.2014. URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23041371/gazprom-predpochtet-neft>

в Ленинградской области. Для его реализации в 2005г. была создана управляющая компания ООО «Балтийский сжиженный газ» (80% - «Газпром Германия», 20% - ОАО «Совкомфлот»)⁵²⁴, целью которой являлась подготовка технико-экономического обоснования проекта. Планировалось, что инвестиции в «Балтийский СПГ» составят около 3,7 млрд. долл., а мощность завода в зависимости от количества линий (1 или 2) – 5 млн. тонн или 7,2 млн. тонн СПГ/год⁵²⁵. Пуск в эксплуатацию предварительно был намечен на 2011-2012 гг. Для обеспечения проекта сырьём необходимо было увеличить пропускную способность газопроводов на северо-западе России, что привело бы к удорожанию сырья. Это могло стать лишь одной из множества причин, по которым в начале 2008г. компания «Газпром» отказалась от реализации проекта «Балтийский СПГ», признав его нецелесообразным на фоне более конкурентных аналогов.

Тем не менее, в 2013г. стало известно, что «Газпром» всё-таки планирует построить завод по сжижению газа в Ленинградской области, инвестиции в который оцениваются в 7 млрд. долл. США⁵²⁶. Но речь идёт не о возрождении закрытого одноименного проекта, а о совершенно новом проекте «Балтийский СПГ». В рамках предыдущего проекта предусматривалась поставка газа на рынки США и Канады, где сейчас спрос на СПГ резко упал. Новый «Балтийский СПГ» предположительно будет работать в основном на европейский рынок, но в этом случае ему придётся конкурировать с российским трубопроводным газом, который стоит дешевле СПГ. В июне 2013г. между компанией «Газпром» и Ленинградской областью был подписан Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве при реализации проекта строительства СПГ-завода. В 2014г. планируется завершить обоснование инвестиций и выбрать площадку под

⁵²⁴ «Газпром» отказался от проекта «Балтийский СПГ». // Газета.ru. Новости. 07.02.2008.

URL: http://www.gazeta.ru/news/lenta/2008/02/07/n_1173410.shtml

⁵²⁵ Газпром сворачивает проект «Балтийский СПГ». // Информационное агентство «Новый Регион-Москва».

Публикации. 08.02.2008. URL: <http://www.finam.ru/analysis/investorquestion00001185E2/default.asp>

⁵²⁶ Серов М., Ходякова Е. Total может обменять свою долю в Штокмане. // Ведомости. 27.11.2013.

URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/19268531/total-pomenyaet-more>

строительство. Мощность «Балтийского СПГ» составит 10 млн. тонн/год, ввод в эксплуатацию намечен на 2018г.⁵²⁷ Для реализации проекта «Газпром» планирует привлечь партнёров, оставив за собой контроль в размере 51%⁵²⁸. В конце 2013г. появилась информация о том, что «Газпром» готов пригласить в проект компанию «Шелл» («Shell»), а также «Тоталь» («Total») намерена обменять свои 25% в проекте «Штокман» на долю в «Балтийском СПГ»⁵²⁹. Для компании «Тоталь» Балтийский проект выгоден тем, что может позволить ей сжигать добываемый газ с Термокарстового месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ), лицензией на добычу которого владеет ЗАО «Тернефтегаз» – совместное предприятие «Тоталь» и «НОВАТЭК».

Кроме того, был проработан проект «Харасавэй СПГ» на базе Харасавэйского газоконденсатного месторождения, открытого в 1974г. Месторождение расположено на северо-западном побережье российского полуострова Ямал, и значительная его часть находится на шельфе Карского моря. Геологические ресурсы месторождения составляют 1,9 трлн. куб. м газа, а запасы составляют 1,26 трлн. куб. м⁵³⁰. Однако до сих пор акватория Карского моря остаётся плохо разведанной, поэтому можно прогнозировать прирост разведанных запасов газа в будущем.

Российский научно-исследовательский институт «ВНИИГАЗ», 100%-ое дочернее общество ОАО «Газпром», при содействии ряда иностранных и российских компаний проработал вопрос проектирования и строительства завода по производству СПГ и отгрузочного терминала в районе мыса Харасавэй. При этом рассматривался вариант не полной концентрации на поставках сжиженного газа, а сочетания производственных СПГ-мощностей и трубопроводного

⁵²⁷ Балтийский СПГ. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/Ing/baltic-Ing/>

⁵²⁸ Балтийский СПГ. // Газпром. Производство. Проекты.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/Ing/baltic-Ing/>

⁵²⁹ Серов М., Ходякова Е. Total может обменять свою долю в Штокмане. // Ведомости. 27.11.2013.
URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/19268531/total-pomenyaet-more>

⁵³⁰ Харасавэйское газоконденсатное месторождение. // Электронный журнал «Вокруг газа». 22.10.2010.
URL: <http://www.trubagaz.ru/gkm/kharasavejjskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie/>

транспорта с целью возможности маневрирования потоками газа, нефти и конденсата при изменении рыночных условий. Удобство сооружения завода по сжижению газа именно в данном районе обусловлено близостью порта Харасавэй, который может быть расширен при реализации проекта.

В предпроектном проектировании в качестве ориентира был выбран действующий производственный комплекс в Малайзии. Мощность каждой из восьми линий составила бы 3 млн. тонн СПГ/год⁵³¹. Соответственно, общая производительность завода «Харасавэй СПГ» могла достичь 24 млн. тонн. За основу планировалось взять технологию на смешанном хладагенте с предварительным пропановым охлаждением. Производственные мощности и резервуары для хранения газа предполагалось разместить на специальных баржах. Отгрузочный терминал можно было построить как на берегу около порта Харасавэй, так и в открытом море на расстоянии в 7-12 км от берега⁵³². Вывозить СПГ планировалось морским путем на танкерах ледового класса.

Совокупные инвестиции в сооружение завода сжижения газа, хранилищ, погрузочно-разгрузочных мощностей, приобретение специализированных танкеров и расширение портового терминала были оценены в 8,9 млрд. долл. США⁵³³. Несмотря на то, что специалисты «ВНИИГАЗ» признали проект «Харасавэй СПГ» целесообразным, высокоэффективным и имеющим ряд преимуществ по сравнению с сетевым газом, сегодня от реализации проекта по строительству завода по производству СПГ отказались в пользу трубопроводной транспортировки газа по причине неблагоприятных условий для судоходства в Карском море.

В 2009г. состоялась презентация проекта «Печора СПГ», реализация которого планировалась без участия компании «Газпром». Основой

⁵³¹ Тер-Саркисов Р.М., Одишария Г.Э., Изотов Н.И. Концепция строительства завода СПГ на Ямале. // ВНИИГАЗ. 05.01.2005. URL: http://www.webground.su/rubric/2009/01/05/biznes_transport_i_logistika/retro/

⁵³² Тер-Саркисов Р.М., Одишария Г.Э., Изотов Н.И. Концепция строительства завода СПГ на Ямале. // ВНИИГАЗ. 05.01.2005. URL: http://www.webground.su/rubric/2009/01/05/biznes_transport_i_logistika/retro/

⁵³³ Тер-Саркисов Р.М., Одишария Г.Э., Изотов Н.И. Концепция строительства завода СПГ на Ямале. // ВНИИГАЗ. 05.01.2005. URL: http://www.webground.su/rubric/2009/01/05/biznes_transport_i_logistika/retro/

«Печора СПГ» является разработка двух месторождений Ненецкого автономного округа – Кумжинского и Коровинского, совокупные запасы которых составляют 160,4 млрд. куб. м газа и 5,5 млн. т конденсата⁵³⁴. Данный проект, который планировала реализовать группа «Аллтек», предполагает строительство завода по сжижению природного газа, установки комплексной подготовки газа, отгрузочного морского терминала и соответствующей газотранспортной инфраструктуры. В качестве месторасположения был выбран посёлок Индига на берегу одноимённой бухты, на юго-востоке Баренцева моря.

Технико-экономическое обоснование проекта было подготовлено компанией «Текнип» («Technip»). Стоимость строительства завода СПГ вместе с объектами инфраструктуры была оценена в 4 млрд. долл. США⁵³⁵. Реализацией проекта «Печора СПГ» занялась компания «СН-Нефтегаз», которая входит в Группу «Аллтек» и в начале 2011г. была переименована в ООО «Печора СПГ». Лицензии на право пользования недрами двух вышеуказанных месторождений, представляющих сырьевую базу проекта, принадлежат компаниям Группы – ЗАО «СН Инвест» и ООО «ЕвроСеверНефть».

В мае 2012г. ЗАО «СН Инвест» и ОАО «Гипроспецгаз» заключили договор на выполнение прединвестиционного исследования по проекту производства сжиженного газа на территории Ненецкого автономного округа на базе Кумжинского и Коровинского месторождений. В результате специалистами ОАО «Гипроспецгаз» было рассмотрено и проанализировано двенадцать вариантов реализации проекта «Печора СПГ», предусматривающих, в том числе, возможности по увеличению сырьевой базы проекта и различные варианты строительства завода СПГ (наземного и морского базирования, на плавучем основании либо платформе гравитационного типа), а также различные ценовые

⁵³⁴ Печора СПГ. Ресурсная база. URL: <http://www.pechoralng.com/pechora-spg/spg-resource-base.html>

⁵³⁵ Печора СПГ. Завод СПГ. URL: <http://www.pechoralng.com/pechora-spg/zavod-spg.html>

сценарии по нефти и СПГ⁵³⁶. Согласно графику реализации проекта, разработанному ОАО «Гипроспецгаз», запуск СПГ-завода намечен на четвертый квартал 2018г. при условии начала проектной фазы в первом квартале 2013г. Объем добычи природного газа составит от 4,5 до 13,4 млрд. куб. м/год в зависимости от вовлекаемой в проект ресурсной базы, а объем производства СПГ – от 2,6 до 8 млн. тонн/год⁵³⁷. Капитальные затраты на реализацию проекта составят 4,5-12 млрд. долл. США в зависимости от выбора технической концепции завода СПГ и объемов производства⁵³⁸.

Однако в конце 2013г. стало известно, что поскольку «Печора СПГ» не получила право самостоятельно экспортировать сжиженный газ, компания ищет партнёра в лице госкомпании для реализации проекта, причём не исключается возможность продажи контрольного пакета участия⁵³⁹. Переговоры с компаниями «Роснефть» и «Газпром» велись на протяжении нескольких лет. Но у компании «Газпром» много своих проектов, «Роснефть» и «НОВАТЭК» особого интереса к «Печора СПГ» пока не проявляют. Поэтому в настоящее время проект находится в непростой ситуации, но имеет значительные перспективы.

Таким образом, новых возможностей для строительства заводов по сжижению газа в России достаточно. В случае их реализации Российская Федерация сможет стать одним из крупнейших поставщиков СПГ на азиатском, а возможно, и мировом рынках. Однако насколько это стремление будет актуальным и оправданным через 10-15 лет на фоне развития альтернативных источников энергии, трубопроводных поставок и ряда других факторов трудно предполагать. Очевидно лишь одно, в России каждый проект по строительству завода сжижения природного газа и соответствующей инфраструктуры

⁵³⁶ Итоговое заседание рабочей группы. // Проект «Печора СПГ». Новости 24.09.2012.

URL: <http://www.pechoralng.com/massmedia/news/241-2012-09-24.html>

⁵³⁷ Итоговое заседание рабочей группы. // Проект «Печора СПГ». Новости 24.09.2012.

URL: <http://www.pechoralng.com/massmedia/news/241-2012-09-24.html>

⁵³⁸ Итоговое заседание рабочей группы. // Проект «Печора СПГ». Новости 24.09.2012.

URL: <http://www.pechoralng.com/massmedia/news/241-2012-09-24.html>

⁵³⁹ Печора СПГ готова к продаже. Ожидаемо и печально. // Нефтегаз. Новости. 09.12.2013.

URL: <http://neftegaz.ru/news/view/117175>

достаточно сложный, трудоёмкий и требует значительных инвестиций, учитывая холодный климат и затяжные зимы, поэтому к реализации каждого проекта необходимо подходить индивидуально, проводить комплексный анализ, принимать во внимание постоянно меняющиеся тенденции на мировом рынке СПГ, запросы и возможности потребителей.

3.3. Прогноз развития спроса и предложения СПГ

Автор представляет оценку роли Российской Федерации на современном этапе развития мирового рынка сжиженного природного газа и собственные прогнозы развития спроса и предложения СПГ на период до 2030г.

Как уже упоминалось ранее, в 2012г. на мировой рынок было поставлено 327,9 млрд. куб. м. СПГ, из них Россия экспортировала 14,8 млрд. куб. м, или 4,5% всех поставок СПГ в мире⁵⁴⁰. На конец того же периода мировые мощности по производству СПГ составили около 290 млн. тонн/год⁵⁴¹, из них российские – 10,5 млн. тонн/год⁵⁴² (3,6%). Таким образом, доля России на мировом рынке сжиженного природного газа не превышает 5%. Благодаря российским потенциальным СПГ-проектам у России есть все возможности, по крайней мере, удвоить данный показатель. Однако чтобы понять, насколько это реально и необходимо, предлагается провести сопоставление прогнозной динамики роста спроса и предложения сжиженного газа на мировом рынке в будущих периодах.

Рост мирового предложения СПГ может быть обусловлен, прежде всего, следующими факторами:

- реализацией многочисленных СПГ-проектов в Австралии;
- появлением новых поставщиков СПГ, например, Папуа Новой Гвинеи, Канады, Колумбии, а также, возможно, Ирана и Венесуэлы;

⁵⁴⁰ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

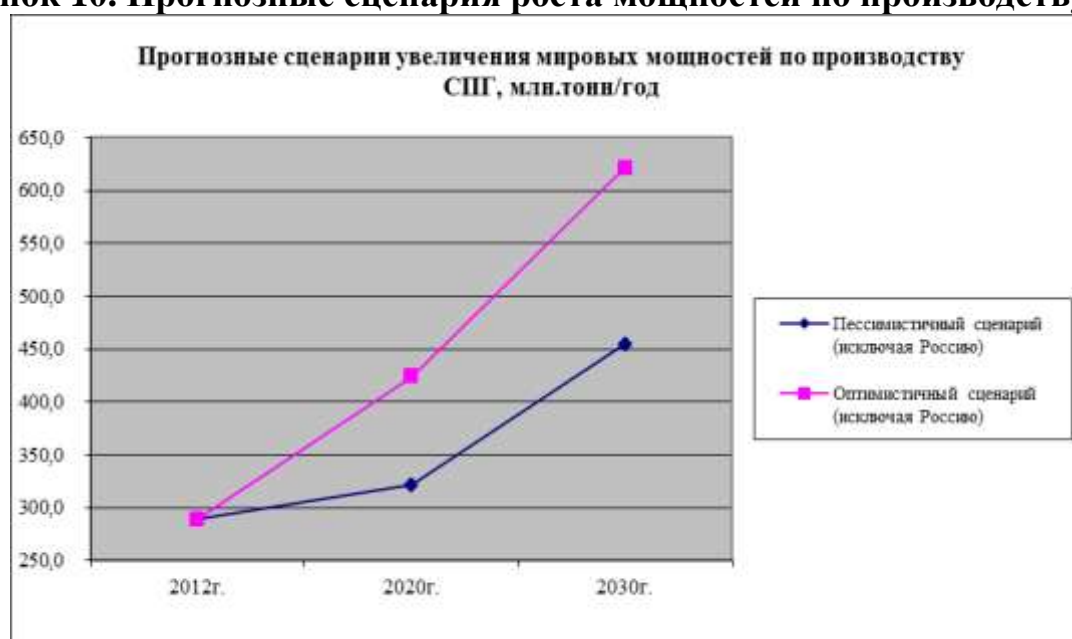
⁵⁴¹ По данным, приведённым в Главе I без учёта индонезийского завода «Арун», который предполагается закрыть до 2015г.

⁵⁴² «Газпром» и Shell договорились о переходе на стадию проектирования по проекту третьей линии завода СПГ на Сахалине. // Газпром. Пресс-центр. Новости. 23.12.2013. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2013/december/article181242/>

- развитием технологий по сжижению, хранению и транспортировке СПГ (с точки зрения повышения эффективности СПГ-проектов, в том числе в труднодоступных районах со сложными климатическими условиями);
- активизацией разработки морских газовых месторождений;
- разработкой технологий по добыче и сжижению сланцевого газа, метана из угольных пластов, газа из плотных пород (предположительно в США).

Вышеуказанные факторы будут определять увеличение мировых мощностей по производству СПГ. Следует отметить, что во многих странах проекты по строительству новых СПГ-заводов или технологических линий уже согласованы или проходят последние стадии согласования. Учитывая интересы государства и финансовые возможности компаний-участниц таких проектов, а также ряд иных факторов, как политическая стабильность, отсутствие военных действий и вероятность природных катаклизмов, можно составить два прогнозных сценария развития, оптимистичный и пессимистичный, которые будут отражать потенциально возможный рост производственных СПГ-мощностей на период до 2020г. и 2030г. Данные прогнозы составлены автором без учёта российских потенциальных СПГ-проектов.

Рисунок 10. Прогнозные сценария роста мощностей по производству СПГ



Источник: Рассчитано автором по данным Главы I.

На приведённом графике видно, что без учёта производственных мощностей, которые могут быть построены в России в рамках СПГ-проектов, сегодня существуют все предпосылки для роста мировых мощностей практически в 1,5 раза к 2020г. (более чем в 2 раза к 2030г.) При этом данный показатель не включает возможности некоторых новых потенциальных поставщиков СПГ, например, приостановлено строительство иранских заводов по производству сжиженного газа, отложен проект в Венесуэле. Фактически к 2030г. мировые СПГ-мощности могут превысить 600 млн. тонн/год (не включая Россию). Анализировать возможности Российской Федерации, исходя из имеющейся в настоящее время незначительной информации о российских СПГ-проектах, достаточно сложно. Поскольку все проектируемые в России заводы по производству сжиженного газа должны быть расположены в суровых климатических и тяжелых географических условиях, что в значительной степени затрудняет реализацию этих проектов, которые периодически откладываются, пересматриваются, и их показатели, включая мощность технологических линий, по мнению автора, не являются точными. Однако, по предварительным оценкам к 2030г. общая мощность российских заводов по производству СПГ, может варьироваться от 31 млн. тонн/год до 64 млн. тонн/год (включая действующий проект «Сахалин 2»), что составит от 6,4 до 9,3% прогнозируемых мировых СПГ-мощностей⁵⁴³. В результате Россия может занять более существенную долю на мировом рынке сжиженного природного газа.

Теперь необходимо обратить внимание на динамику спроса на СПГ на мировом рынке, который будет определяться следующими факторами:

- ростом общемирового потребления природного газа (как одного из основных энергоносителей) с целью обеспечения и поддержания определённого уровня развития мировой экономики;

⁵⁴³ Рассчитано автором по данным Главы I и III.

- повышенным спросом на СПГ со стороны быстрорастущих экономик стран АТР, прежде всего Китая и Индии;
- постепенным отказом от атомной энергетики, например в некоторых странах Европы, с переориентацией на газ;
- разработкой и реализацией программ по снижению вредных выбросов в атмосферу (учитывается экологический аспект природного газа);
- развитием технологий по сжижению, хранению и транспортировке СПГ (с точки зрения сокращения стоимости реализации СПГ-проектов и снижения цен на сжиженный газ).

Следует отметить, что сегодня мировые производственные мощности позволяют производить около 300 млн. тонн СПГ/год⁵⁴⁴. В 2012г. импорт достиг 328 млрд. куб. м⁵⁴⁵ сжиженного газа, или около 240 млн. тонн⁵⁴⁶, что свидетельствует о недозагрузке имеющихся мощностей. Например, в 2010г. на индонезийском заводе «Ботанг» было произведено только 14,4 млн. тонн СПГ⁵⁴⁷, тогда как производительность технологических линий составляет 22,5 млн. тонн СПГ⁵⁴⁸, то есть производственные мощности завода были загружены только на 64%. В 2013г. египетский завод «Дамьетта» мощностью 5,5 млн. тонн/год⁵⁴⁹ был остановлен по решению властей, и газ перенаправлен на внутренний рынок.

Допуская, что мировой спрос на СПГ соответствует величине импорта, автор прогнозирует мировое потребление сжиженного газа до 2030г. с помощью трёх

⁵⁴⁴ Рассчитано автором по данным Главы I.

⁵⁴⁵ BP Statistical Review of World Energy 2013. URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

⁵⁴⁶ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

⁵⁴⁷ Sustainability Report PT Badak NGL-2011.pdf, с.11. // PT Badak NGL. About PT Badak.

URL: http://www.badaklng.co.id/annual_report.html

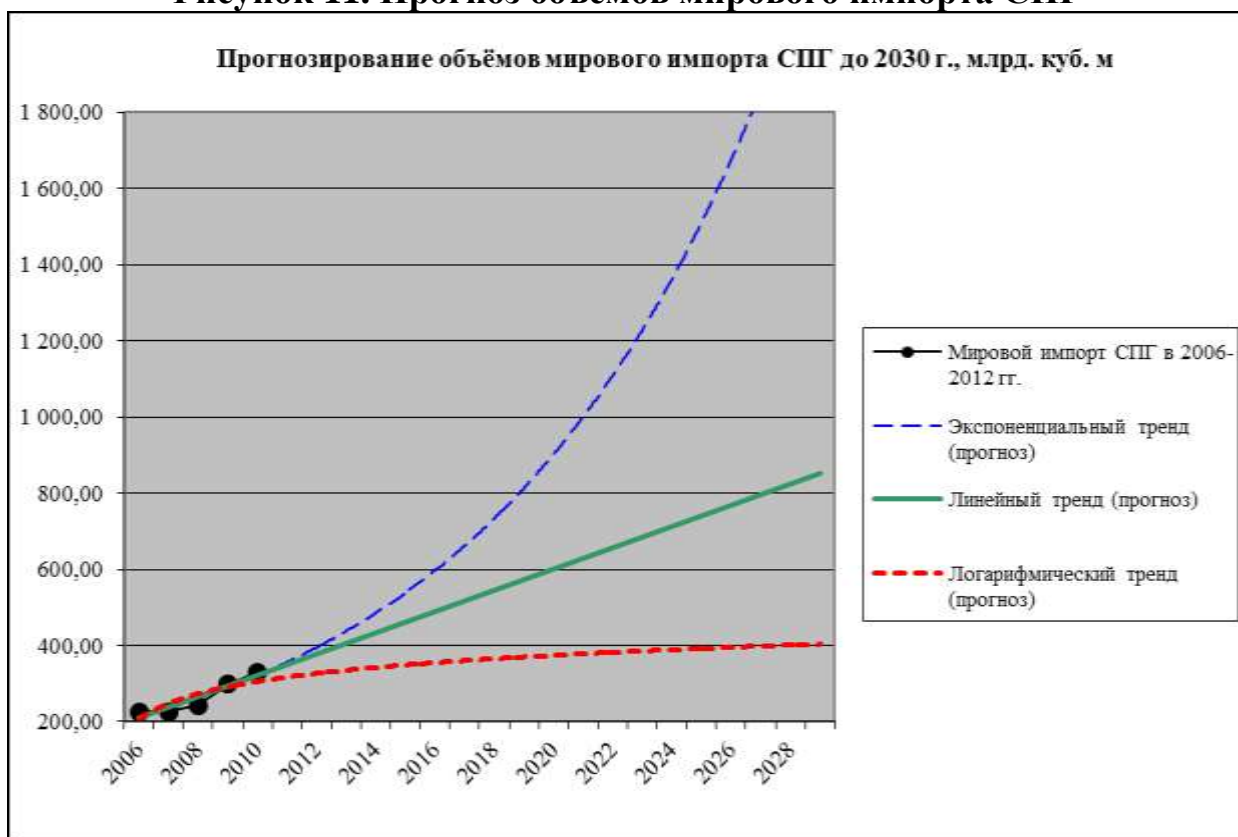
⁵⁴⁸ Badak LNG. // PT Badak NGL. Plant Operation. URL: <http://www.badaklng.co.id>

⁵⁴⁹ SEGAS Liquefied Natural Gas Complex, Damietta, Egypt. // Hydrocarbons Technology. Industry Projects.

URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/seagas/>

методов: линейного метода, экспоненциального сглаживания и логарифмического тренда.

Рисунок 11. Прогноз объемов мирового импорта СПГ



Источник: Прогноз рассчитан автором.

Каждый из используемых методов основывается на различных принципах построения прогнозов, поэтому их результаты могут отличаться (приведены на Графике). На взгляд автора, наиболее реалистичными кажется прогноз, полученный линейным методом, согласно которому мировой импорт СПГ может достичь 600 млрд. куб. м/год (435 млн. тонн⁵⁵⁰) к 2020г. и превысить 800 млрд. куб. м/год (более 580 млн. тонн⁵⁵¹) к 2030г. Тем не менее, основываясь на информации о запланированных известных СПГ-проектах в различных странах и регионах мира, к 2030г. прогнозируемые мощности по производству сжиженного природного газа могут составить 620 млн. тонн СПГ/год без учёта

⁵⁵⁰ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

⁵⁵¹ Рассчитано автором (1 тонна СПГ ~ 1380 куб. м).

потенциальных российских проектов (около 680 млн. тонн с учётом России), превысив предполагаемую величину мирового потребления этого вида топлива. Вполне очевидно, что эти прогнозы сделаны на основе данных из открытых источников и могут не учитывать некоторые факторы. Однако эти оценки уже сегодня позволяют прогнозировать недозагрузку мощностей по производству СПГ в будущем, и соответственно обострение конкуренции на мировом рынке сжиженного природного газа.

Еще до глобального финансового кризиса, значительно повлиявшего на Европу в 2008г., и вызванной им рецессии спрос на газ в Европе испытывал снижение темпов роста. Дополнительными причинами указанного замедления стали снижение темпов прироста населения, рост цен, вызванный во многом ростом цен на нефть, к которым была привязана цена на газ, а также переводом значительной части промышленного производства в другие регионы земного шара⁵⁵². Снижение общего спроса на природный газ, в том числе, экспортируемый из России в адрес главного покупателя, страны ЕС, требует переосмысления общей стратегии развития газовой отрасли в нашей стране и поиска новых, более гибких путей экспорта природного газа. В данных обстоятельствах именно СПГ дает возможность снизить зависимость от главного импортера (стран ЕС) и диверсифицировать рынки сбыта.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что Российская Федерация имеет все предпосылки, чтобы существенно увеличить свою долю на мировом рынке сжиженного природного газа и, возможно, превратиться в лидера по поставкам СПГ на азиатский рынок. Это станет наилучшим вариантом диверсификации направлений экспорта российского газа и обеспечения экономических интересов и энергетической безопасности страны. Однако нужно понимать, что российские мощности по производству СПГ могут оказаться не

⁵⁵² Anouk Honoré. The Outlook for Natural Gas Demand in Europe. A report published 10th June 2014 by the Natural Gas Programme of the Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/2014/06/the-outlook-for-natural-gas-demand-in-europe-2/>

полностью востребованными, особенно учитывая инициативные австралийские СПГ-проекты и появление «нетрадиционного» газа в США. Поэтому чтобы не потерять конкурентные позиции, во-первых, необходимо тщательно просчитывать и оценивать каждый проект по строительству СПГ-заводов в Российской Федерации. Во-вторых, в рамках реализации этих проектов должны применяться только самые современные технологии и инновационные разработки, чтобы Россия могла предложить на мировом рынке только качественный и наиболее дешёвый сжиженный газ. В-третьих, с целью успешного выполнения проектов, к строительству заводов целесообразно привлекать опытных высококвалифицированных технических специалистов и использовать самые современные технологии, эффективность которых была доказана в рамках реализованных проектов.

Заключение

В настоящее время производство сжиженного природного газа является одним из перспективных направлений развития современного топливно-энергетического комплекса. СПГ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими важнейшими энергоносителями (нефть, уголь) и начинает играть всё более значимую роль в мировой торговле. Основными тенденциями, которые определяют дальнейшее развитие рынка СПГ, являются следующие:

1. Сжиженный природный газ характеризуется высокими экологическими свойствами и безопасностью, что обуславливает повышенный интерес к этому виду топлива. Более того, в отличие от трубопроводного газа, СПГ можно транспортировать на танкере-газовозе в любую точку мира, что не требует строительства, содержания и ремонта многокилометровых сетей газопроводов.

2. В настоящее время увеличиваются не только масштабы мирового рынка сжиженного природного газа, объёмы операций, но и появляются новые участники.

3. Поставки СПГ являются одним из важнейших направлений развития экспортно-импортной политики многих стран. Сжиженный природный газ позволяет диверсифицировать основные направления экспорта для стран производителей и импорта – для стран потребителей этого энергоносителя, а также укрепить энергетическую безопасность всех стран-участников рынка СПГ.

4. Увеличение мощностей по производству СПГ является ключевым фактором, определяющим динамику экспортных поставок этого вида топлива и развития мирового рынка СПГ. Но объёмы экспорта сжиженного природного газа зависят не только от сроков ввода в эксплуатацию новых мощностей, но и динамики выхода на проектный уровень и степени их загрузки, что, в свою очередь, определяется спросом на СПГ на мировом рынке со стороны отдельных стран и регионов.

5. Рост интереса к СПГ стимулирует развитие технологий сжижения природного газа. Применение современных инновационных технологий при строительстве технологических линий на СПГ-заводах позволяет минимизировать издержки, сокращать период окупаемости проекта, а также достигать высокой эффективности проекта.

6. Растущий мировой спрос на сжиженный природный газ приводит к развитию и увеличению мощностей, необходимых для его хранения. Особое внимание уделяется экологичности и безопасности этого процесса. Применение новейших конструкторских решений позволяет «накапливать» всё больший объём СПГ для его дальнейшей регазификации в период дефицита энергоносителей.

7. Самым удобным и выгодным способом перевозки СПГ является морская транспортировка. Иногда она является не только наиболее оптимальным, но и единственно возможным вариантом поставки этого энергоносителя. С этой целью на танкерах-газовозах устанавливается несколько резервуаров (танков) для перевозки сжиженного природного газа. Развитие технологий и технических возможностей позволяет использовать наиболее совершенные модели танков, которые характеризуются значительными объёмами, с одной стороны, и более высокой степенью безопасности транспортировки, с другой.

8. Активное развитие технологий сжижения природного газа, его транспортировки и хранения даёт возможность предполагать, что в дальнейшем стоимость производства и поставки СПГ будет сокращаться.

9. Мощность регазификационных терминалов является не менее важной характеристикой мирового рынка СПГ по сравнению с производством этого энергоносителя.

10. Для России строительство первого завода по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» позволило получить бесценный опыт в данной сфере, открыло доступ к современным технологиям и инновационным решениям.

11. Успешная реализация других потенциальных российских СПГ-проектов позволит существенно укрепить энергетическую безопасность страны и позиции России на мировом газовом рынке. Диверсификация экспортных поставок российского газа станет более выраженной, а зависимость России от стран-транзитёров российского трубопроводного газа снизится.

12. Главными преимуществами России на газовом рынке являются крупные запасы газа, а также географическое положение, обеспечивающее выход к основным потенциальным рынкам сбыта СПГ: на западе – Европа, на востоке – страны АТР и США.

13. Реализация российских СПГ-проектов укрепит позиции одной из крупнейших энергетических компаний мира ОАО «Газпром» на мировом газовом рынке, особенно, с учетом кризиса в Украине и возникших в связи с этим трудностей с поставками газа странам ЕС. Чем больше будет возможность использовать поставки сжиженного природного газа, тем более независимым и конкурентным станет положение компании «Газпром» на мировом рынке.

Таким образом, сфера производства сжиженного природного газа является очень перспективным направлением развития энергетического потенциала России. Это даёт возможность диверсификации экспорта российских углеводородов, укрепляет энергетическую безопасность страны и позиции Российской Федерации на мировом газовом рынке.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

Источники

1. Глобальная энергетическая безопасность: итоговый документ саммита «Группы Восьми». Санкт-Петербург [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.g8russia.ru>
2. Двенадцатый Обобщающий доклад Энергетического диалога Россия – ЕС. 1 декабря 2011 года [Электронный ресурс]. -URL: http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/russia/russia_en.htm
3. Договор к Энергетической Хартии [Электронный ресурс].
-URL: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/RU.pdf
4. Дорожная карта сотрудничества России и ЕС в сфере энергетики до 2050 года [Электронный ресурс].
-URL: http://minenergo.gov.ru/cooperation/russia_eu/road_map/index.php
5. Европейская Энергетическая Хартия 1991 года [Электронный ресурс]. –
-URL: <http://www.encharter.org>
6. Конституция Российской Федерации. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 128 с.
7. Концепция внешней политики Российской Федерации, утвержденная Президентом РФ В.В. Путиным 12 февраля 2013 года [Электронный ресурс]. -URL: http://http://www.czech.mid.ru/kontseptsiya_vneshney_politiki_rf_2013.pdf
8. Стратегия национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года, утвержденная Указом Президента РФ в 2009 году [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.scrf.gov.ru/documents/99.html>
9. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р).
-М.: Министерство энергетики РФ, 2003. – 135 с.

10. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ 13 ноября 2009 года [Электронный ресурс]. -URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/>
11. World Development Indicators Database [Электронный ресурс].
-URL: <http://devdata.worldbank.org/data-query/>
12. Годовой отчет «Сахалин Энерджи» 2010 [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp>
13. Отчет по устойчивому развитию «Сахалин Энерджи» 2010 [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp>
14. Отчет по устойчивому развитию «Сахалин Энерджи» 2011 [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp>
15. Отчет по устойчивому развитию «Сахалин Энерджи» 2012 [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp>
16. BP Statistical Review of World Energy 2002 [Electronic resource].
-URL: http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Data/BP_Stat_2002.xls
17. BP Statistical Review of World Energy 2007 [Electronic resource].
-URL: <http://www.slideshare.net/BPfanpage/bp-statistical-review-of-world-energy-2007>
18. BP Statistical Review of World Energy 2009 [Electronic resource].
-URL: <http://www.revenuewatch.org/sites/default/files/BP%20-%20Statistical%20Review%20of%20World%20Energy%202009.pdf>
19. BP Statistical Review of World Energy 2011 [Electronic resource].
-URL: <http://findebookee.com/b/bp-statistical-review-of-world-energy-2011>
20. BP Statistical Review of World Energy 2012 [Electronic resource].
-URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2012_workbook.xlsx

21. BP Statistical Review of World Energy 2013 [Electronic resource].
-URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx
22. EN 1473:2007 Installation and equipment for liquefied natural gas - Design of onshore installations. [Electronic resource]. -URL: <http://www.pngis.net/standards/details.asp?StandardID=EN+1473%3A2007>
23. IGU World LNG Report 2013 [Electronic resource]. // International Gas Union.
-URL: <http://www.igu.org/news/igu-world-lng-report-2013.pdf>
24. NFPA 59A: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). [Electronic resource]. -URL: <http://www.nfpa.org/aboutthecodes/AboutTheCodes.asp?DocNum=59A&cookie%5Ftest=1>
25. LNG project database [Electronic resource]. // The Independent Natural Gas Information Site. -URL: <http://natgas.info/gas-information/lng-project-database>
26. World's LNG Liquefaction Plants and Regasification Terminals // Global LNG Info. -January 2014. -URL: <http://www.globallnginfo.com/World%20LNG%20Plants%20&%20Terminals.pdf>

Литература на русском языке

27. Байков Н.М. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 года. / Н.М. Байков, Р.Н. Гринкевич // .-М.: ИМЭМО, 2009. – 82 с.
28. Бармин И.В. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / И.В. Бармин, И.Д. Кунис // .-М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. -256 с.
29. Беликов Д. «Газпром» дошёл до Владивостока. / Д. Беликов, О. Мордюшенко // Газета «Коммерсант». - №94(4635). - 27.05.2011.
-URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1648160>
30. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. /О.Б. Брагинский / -М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. -640 с.

- 31.Глазова А.А. ТЭК России: экспорт, стратегия развития в начале XXI века / А.А. Глазова // – М.: Макс Пресс, 2006. –119 с.
- 32.Глобализация рынка природного газа / И.В. Мещерин, А.С. Казак, В.Н. Башкин, И.В. Демин и др. // под ред. И.В.Мещерина. -М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. -348 с.
- 33.Глобальная энергетика и устойчивое развитие. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / под ред. В.В. Бушуева, В.А. Каламанова. -М.: ИД «Энергия», 2011. - 360 с.
- 34.Горбань А. Новые инструменты продвижения интересов российского ТЭК / А.Горбань // Мировая энергетика. – 2009. – № 1 // [Электронный ресурс]. -URL: http://www.worldenergy.ru/doc_20_56_2920.html
- 35.Гриняев С.Н. Газовая эра России / С.Н.Гриняев // [Электронный ресурс]. -URL: http://www.csef.ru/studies/politics/projects/russia_future/articles/2346/
- 36.Грушевенко Е. Прогноз развития мировых энергетических рынков до 2040г.: последствия для России / Е. Грушевенко, Д. Грушевенко, А. Галкина, А. Горячева // Экомониторинг.-2013. № 3. –с.36-42.
- 37.Гудков И.В. Газовый рынок Европейского союза. Правовые аспекты создания, организации, функционирования. /И.В. Гудков/ -М.: ООО «Издательство «Нестор Академик», 2007. – 280 с.
- 38.Гумарова И.С. Приоритеты энергетической дипломатии России: автореф. к.п.н. (23.00.04). –СПб, 2008.
- 39.Гуреева М.А. Экономика нефтяной и газовой промышленности / М.А. Гуреева // –М.: Академия, 2012. – 240 с.
- 40.Дипломатия ресурсов: Сырьевые ресурсы и система международных отношений двадцатого века / отв. ред. А.В. Торкунов; под редакцией М. Гудерцо и М. Луиджи Наполитано. – М.: Навона, 2008. – 448 с.
- 41.Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин// –М.: Альпина Паблишер, 2013. – 960 с.

42. Жизнин С.З. Российская энергетическая дипломатия и международная энергетическая безопасность (геополитика и экономика) / С.З. Жизнин // Вестник Российского государственного университета им. И. Канта. – 2010. – № 1. – с.48-60.
43. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия / С.З. Жизнин // – М.: МГИМО-Университет, 2002. –189 с.
44. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин // – М.: ИстБук, 2005. – 640 с.
45. Жувакин Д.Ю. Европейский рынок сжиженного природного газа. / Д.Ю.Жувакин // Нефть, газ и бизнес. – 2014. №4. – с.44-47.
46. Жувакин Д.Ю. Обзор производства СПГ в странах Африки. / Д.Ю.Жувакин // Нефть, газ и бизнес. – 2014. №5. – с.28-31.
47. Жувакин Д.Ю. Обзор рынка сжиженного природного газа Азиатско-тихоокеанского региона. / Д.Ю.Жувакин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. №8. - с.15-19.
48. Жувакин Д.Ю. Обзор рынка сжиженного природного газа Европейского союза / Д.Ю.Жувакин // Вопросы экономики и права. – 2011. №4. – с.407-410.
49. Жувакин Д.Ю. Перспективы лидерства Австралии на мировом рынке сжиженного природного газа /Д.Ю.Жувакин // Экономические науки. -2011. №5. – с.383-385.
50. Завьялова Е.Б. Экономическая безопасность РФ / Е.Б. Завьялова // -М.: МГИМО-Университет, 2004. – 201 с.
51. Зуев В.Н. Формирование новой энергетической политики ЕС. / В.Н.Зуев // [Электронный ресурс]. -URL: http://www.hse.ru/data/2011/02/03/1208839677/s_haping_energy_politicians.pdf

52. Кавешников Н. Роль энергодиалога Россия-ЕС в обеспечении энергетической безопасности «Большой Европы» / Н. Кавешников // Вся Европа. – 2009. – № 5 (33).
53. Каргамонов А.К. Глобальная энергетическая безопасность и трубопроводный транспорт: политико-правовой аспект / А.К. Каргамонов, Э.Л. Кузьмин // – М.: Научная книга, 2009. – 254 с.
54. Касаткин Р.Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики / Р.Г. Касаткин / –М.: ЛКИ, 2008. – 104 с.
55. Кириллов Н.Г. Природный газ как энергетическое топливо: стратегия использования и технологии сбережения /Н.Г. Кириллов // Нефтегазовые технологии, 2002. -№1. -с.14-22.
56. Кириллов Н.Г. Сжиженный природный газ /Н.Г. Кириллов // Индустрия, 2001. -№4. -с.59-63.
57. Клинов В. Мировые товарные рынки и цены / В. Клинов, Л. Ревенко, Т. Ружинская / -М.: МГИМО-Университет, 2012. -498 с.
58. Клинов В.Г. Экономическая конъюнктура. Факторы и механизмы формирования. Учебное пособие. / В.Г. Клинов / –М.: Экономика, 2005. -277 с.
59. Клинов В.Г. Вопросы теории экономической конъюнктуры: учебное пособие /В.Г. Клинов, А.Б. Мануковский, Е.М. Хартуков, Л.И. Цыгичко / -М.: МГИМО, 1989. –154 с.
60. Котлер Ф. Основы маркетинга / Ф. Котлер. – М.: Прогресс, 1990. – 706 с.
61. Лавров С.В. Энергетические проблемы – глобальный вызов XXI века / С.В. Лавров // Международная жизнь. Нефть в XXI веке. Спецвыпуск. -2010. – С.4-7.
62. Лебедев О.Т. Экономика отраслевых рынков. /О.Т. Лебедев// -СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2009. – 324 с.

63. Майорец М. Сжиженный газ – будущее мировой энергетики / М. Майорец, К. Симонов // –М.: Альпина Паблишер, 2013. -360 с.
64. Макаров А.А. Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России. / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, В.А. Кулагин // Экономический журнал ВШЭ. -2012. -№ 2. –URL: <http://ineiran.ru/articles/2012may-makarov-a-a-mitrova-t-a-kulagin-v-a-dolgosrochnyj-prognoz-razvitiya-energetiki-mira-i-rossii-ekonomicheskij-zhurnal-vysshej-shkoly-ekonomiki-tom-16-2-2012-s-172-204.pdf>
65. Макаров А.А. Сценарии Энергетической стратегии – 2035/ А.А. Макаров // Журнал "Neftegaz.ru". -2014. № 1. -с.12-19
66. Мануковский А.Б. Экономическая конъюнктура: как изучать современный рынок / А.Б.Мануковский, Е.М.Хартуков / -М.: ШМБ МГИМО, 1991. -127 с.
67. Мельникова С.И. «Сланцевая революция» в США: внутренние и глобальные изменения на энергетических рынках» / С.И. Мельникова, С.Н. Сорокин // «Экономический журнал ВШЭ». -2013. №3. -URL: <http://www.eriras.ru/files/slantsevaya-revoljutsiya-v-usa-vnutrennie-i-globalnye-izmeneniya-na-energeticheskikh-rynках.pdf>
68. Митрова Т. Сбудутся ли газовые надежды. / Т.Митрова, Дж.Стерн, М.Белова // Журнал ТЭК стратегии развития. -2012. № 6. –с.68-74.
69. Митрова Т.А. Газовый рынок Европы: спот vs. долгосрочные контракты. / Т.А. Митрова, М.А. Белова // -М.: Московская школа управления СКОЛКОВО. - 2012. –12 с.
70. Митрова Т.А. Межтопливная конкуренция / Т.А. Митрова, А.А. Галкина // Экономический журнал ВШЭ. - 2013. №3 (т.17). –с.1-20.
71. Митрова Т.А. Основные внешние вызовы для российского нефтегазового сектора. /Т.А. Митрова // Журнал НЭА. – 2012. № 4 (16). – с.170-175.
72. Митрова Т.А. Россия: перед выбором газовой стратегии. / Т.А.Митрова // Нефтегазовая Вертикаль. -2012. - № 15-16. –с.88-94.

73. Пахомова Н.В. Экономика отраслевых рынков и политика государства: Учебник / Н.В. Пахомова, К.К. Рихтер // -М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2009. — 815 с.
74. Пашковская И.Г. Энергетическая политика Европейского союза в отношении России и новых независимых государств / И.Г. Пашковская // -М.: Проспект, 2010. – 168 с.
- 75.Ревенко Л.С. Конъюнктурные исследования мировых товарных рынков: учебное пособие/ Л.С.Ревенко, А.Е.Крюков // -М.: МГИМО-Университет, 2010. -153 с.
- 76.Резер С.М. Перевозки сжиженных газов в танк-контейнерах / С.М. Резер, А.В. Резер // –М.: ВИНТИ РАН, 2008. – 384 с.
- 77.Серов М. «Газпром» нашел на «Сахалине-3» крупнейшее шельфовое месторождение нефти в России. / М. Серов // Ведомости. - 20.02.2014. -URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23041371/gazprom-predpochtet-neft>
- 78.Серов М. «Новатэк» готов продать 10% в «Ямал СПГ» фонду РФПИ и китайской CIC. / М. Серов // Ведомости. - 20.02.2014. -URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/23104601/partner-s-dengami>
- 79.Серов М. Total может обменять свою долю в Штокмане. /М. Серов, Е. Ходякова // Ведомости. -27.11.2013. -URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/19268531/total-pomenyaet-more>
- 80.Симония Н.А. Мировая энергетика в условиях глобализации: вызовы для России / Н.А. Симония, А.В. Белый, В.Г. Варнавский / –М.: ИМЭМО, 2007. –153 с.
- 81.Симонов К.В. Трубопровод – понятие политическое / К.В. Симонов // Международная жизнь. Нефть в XXI веке. Спецвыпуск. – 2010. –с.124-132.
- 82.Современные международные отношения / под ред. А.В. Торкунова, А.В. Мальгина. – М.: Аспект Пресс, 2012. – 688 с.

- 83.Современные международные отношения и мировая политика: Учебник / А.В. Торкунов, И.Г. Тюдин, А.Ю. Мельвиль и др. –М.: Просвещение: МГИМО, 2004. – 991 с.
- 84.Сорокин С. Оценка текущей ситуации и перспектив мировой добычи сланцевого газа на период до 2040 года / С.Сорокин, С.Мельникова., А.Галкина // Международный журнал "Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии". -2013. -№2 (13). -с.161-166.
- 85.Стеклов М.М. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Южной Кореи / М.М. Стеклов // -М.: Навона, 2009. – 152 с.
- 86.Судо М.М. Нефть и углеводородные газы в современном мире / М.М. Судо, Р.М. Судо // . –М.: ЛКИ, 2013. – 256 с.
- 87.Тер-Саркисов Р.М. Концепция строительства завода СПГ на Ямале. / Р.М. Тер-Саркисов, Г.Э. Одишария, Н.И. Изотов // Международный научно-технический журнал «Авто Газо Заправочный Комплекс» - 2006. - №1(25). -URL: http://www.agzk-at.com/folder/journals/2006/agzk_1_2006.pdf
- 88.Хайтун А.Д. Энергетическая политика России на европейском континенте / А.Д. Хайтун // – М.: Ин-т Европы, 2008. – 188 с.
- 89.Челпанова М. Газпром не намерен отступить от Штокмана. / М. Челпанова, Т. Дзядко // Ведомости. - 17.12.12. -URL: http://www.vedomosti.ru/companies/news/7245341/odin_v_shtokmane?from=newsletter-editor-choice
- 90.Черепанов М. Ямал СПГ – общими усилиями. / М. Черепанов // Федеральный журнал «Регионы России». - № 7-8. - Июль-август 2010г. -URL: <http://www.gosrf.ru/journal/article/1197>
- 91.Шкута А.А. Российский газ на европейском рынке энергоносителей / А.А. Шкута// –М.: Классика, 2004. – 216 с.

- 92.Щербанин Ю.А. Транспортно-логистическое обеспечение перевозок углеводородного сырья: Курс лекций / Ю.А. Щербанин // . –М.: Аспект Пресс, 2008. – 304 с.
- 93.Язев В.А. Россия и международное энергетическое сотрудничество в XXI веке / В.А. Язев // – М.: Граница, 2010. –400 с. [Электронный ресурс].
-URL: http://www.gazo.ru/images/upload/ru/1837/Rossiia_i_mezhdunarodnoe_sotrudnichestvo_2006-2011.pdf

Литература на иностранном языке

- 94.A YEARBOOK OF THE RADUATE SCHOOL OF PUBLIC ADMINISTRATION, Harvard University, 1940. Edited by C.J. Friedrich and Edward S. Mason. Cambridge, Mass. Harvard University Press.
-URL:https://archive.org/stream/publicpolicy032464mbp/publicpolicy032464mbp_djvu.txt
- 95.Anouk Honoré. The Outlook for Natural Gas Demand in Europe. / Honoré Anouk // Report published 10th June 2014 by the Natural Gas Program of the Oxford Institute for Energy Studies.
-URL:<http://www.oxfordenergy.org/2014/06/the-outlook-for-natural-gas-demand-in-europe-2/>
- 96.Bell S. Chevron Executive Says Australian Gorgon LNG Project On Schedule. / S. Bell // The Engineering, Procurement, and Construction Portal. - 13.04.2011.
-URL: <http://www.epcengineer.com/news/post/4571/chevron-executive-says-australian-gorgon-lng-project-on-schedule>
- 97.Bradner T. ConocoPhillips applies for export permit to restart Kenai LNG plant. / T. Bradner // Alaska Journal of Commerce. - 12.02.2013.
-URL: <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/Breaking-News-2013/ConocoPhillips-applies-for-export-permit-to-restart-Kenai-LNG-plant/>

98. Bradner T. State asks ConocoPhillips to reopen idle Kenai LNG plant.
/ T. Bradner // Alaska Journal of Commerce. - 12.09.2013.
-URL: <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/September-Issue-3-2013/State-asks-ConocoPhillips-to-reopen-idle-Kenai-LNG-plant/>
99. Buurma Ch. Natural Gas May Rise on Japanese LNG Demand, Survey Shows.
/ Ch. Buurma // Bloomberg. - 25.03.2011.
-URL: <http://www.businessweek.com/news/2011-03-25/natural-gas-may-rise-on-japanese-lng-demand-survey-shows.html>
100. David Buchan. Costs, competitiveness and climate policy – distortions across Europe / Buchan David // Published: 7th April 2014.
-URL: <http://www.oxfordenergy.org/2014/03/the-new-german-energy-policy-what-role-for-gas-in-a-de-carbonization-policy-2/>
101. Edward S. Mason. Price and Production Policies of Large-Scale Enterprise.
/Mason Edward S. //American Economic Review, 1939, 29(1, Supplement), pp. 61-74.
102. Erman B. Japan Crisis Seen Boosting Oil, Natural Gas Demand.
/ B. Erman // Globe and Mail. - 17.03.2011 (updated 10.09.12).
-URL: <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/streetwise/japan-crisis-seen-boosting-oil-natural-gas-demand/article612610/>
103. Fruehauf Anne. Mozambique's LNG revolution – A Political Risk Outlook for the Rovuma LNG Ventures / Anne Freuhauf // 28.04.14.
-URL: <http://www.oxfordenergy.org/2014/04/mozambiques-lng-revolution-a-political-risk-outlook-for-the-rovuma-lng-ventures/>
104. Gary Hamel. Competing for the Future. / Hamel Gary, C.K. Prahalad// -Boston: Harvard Business Press, 1994. -p.327.
105. Glebova Olga. Gas to Liquids: Historical Development and Future.
/ Olga Glebova // -Oxford: Oxford University, Prospects NG 80 2013. -p.47

106. Griffin Paul. Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG, Second Edition / Paul Griffin // -United Kingdom: Emerald Group Publishing, 2012. -293 p.
107. Howard Rogers. The Transition to Hub-Based Pricing in Continental Europe – A Response to Sergei Komlev of Gazprom Export / Rogers Howard, Stern Jonathan // 12.02.13 -URL:<http://www.oxfordenergy.org/2013/02/the-transition-to-hub-based-pricing-in-continental-europe-a-response-to-sergei-komlev-of-gazprom-export/>
108. Ivan Sandra. US shale gas and tight oil industry performance: challenges and opportunities. / Sandra Ivan // 21.03.14
-URL:<http://www.oxfordenergy.org/2014/03/us-shale-gas-and-tight-oil-industry-performance-challenges-and-opportunities/>
109. John Hagedoorn. Understanding the rationale of strategic technology partnering: Interorganizational modes of cooperation and sectoral differences. / Hagedoorn John // Strategic Management Journal. July 1993. Volume 14, Issue 5. -p.371–385.
110. Katakey R. China Shale Delay to Boost LNG Imports in Boon for Exxon: Energy. / R. Katakey, D. Sethuraman, G. Aibing. // Bloomberg. - 14.02.2012.
-URL: <http://www.bloomberg.com/news/2012-02-13/china-shale-delay-to-boost-lng-imports-in-boon-for-exxon-energy.html>
111. Kelly R. Woodside Strikes More Gas for Pluto. / R.Kelly // The Wall Street Journal. Business. - 17.03.2011.
-URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748704261504576205421836875148.html>
112. Ludwig von Mises. Human Action: A Treatise on Economic. / von Mises Ludwig // Indianapolis, IN: Liberty Funds, 2000. -900p.

113. Layton John T. Liquefied Natural Gas: Security and Hazards /John T.Layton, Barry W. Keller / -United States: Nova Science Publishers Inc, 2009. -101 p.
114. Oxford Energy Forum – Issue, 95. 14.04.14.
-URL:<http://www.oxfordenergy.org/2014/04/oxford-energy-forum-issue-95/>
115. Paton J. Conoco. Weighs Larger Darwin LNG Amid Santos “Disappointment”. / J.Paton // Bloomberg. -14.04.2011.
-URL: <http://www.bloomberg.com/news/2011-04-14/conocophillips-still-evaluating-expansion-of-darwin-lng-venture.html>
116. Sethuraman D. China May Need to Boost LNG Imports by 80%, Wood Mackenzie Says. / D. Sethuraman // Bloomberg. - 22.05.2012.
-URL: <http://www.bloomberg.com/news/2012-05-22/china-may-need-to-boost-lng-imports-by-80-wood-mackenzie-says.html>
117. Srivastava Sh. LNG imports to rise 40% on RIL D-6 output shortfall. / Sh. Srivastava, M. Thakkar // The Economic Times. - 01.06.2011.
-URL: http://articles.economictimes.indiatimes.com/2011-06-01/news/29608659_1_lng-imports-lng-demand-gas-sector
118. Thorndike Virginia L. LNG: A Level-Headed Look at the Liquefied Natural Gas Controversy / Virginia L. Thorndike / -United States: Down East Books, 2007. – 256 p.
119. Tusiani Michael D. LNG: A Nontechnical Guide / Michael D. Tusiani, Gordon Shearer / -USA: PennWell Corporation, 2007. -436 p.
120. Williams J. South Korea LNG Investing. / J. Williams // Energy&Capital. - 17.10.2013. -URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/south-korea-lng-investing/3930>
121. World Oil Outlook 2012 / -Vienna, Opec Secritariat, 2012. – 281 p.

122. Yang Y-M. Latest Tank Design for the World's Largest 270,000m³ Full Containment Tank / Y-M. Yang // Korean Gas Union.
-URL: <http://www.kgu.or.kr>

Интернет-ресурсы

123. 2B1st Consulting Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.2b1stconsulting.com>
124. A Barrel Full Database [Electronic resource].
-URL: <http://abarrelfull.wikidot.com>
125. ADGAZ Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.adgas.com>
126. Adriatic LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.adriaticlng.com>
127. AllBusiness [Electronic resource]. -URL: <http://www.allbusiness.com>
128. Angola LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.angolalng.com>
129. Arrow LNG Project [Electronic resource].
-URL: <http://www.arrowenergy.com.au/projects/arrow-lng-plant>
130. Asian Development Bank Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.adb.org>
131. Association Algerienne de l'Industrie du Gaz Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.aig.dz>
132. Atlantic LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.atlanticlng.com>
133. Auke Visser's Renewed Historical Tankers Site [Electronic resource].
-URL: <http://www.aukevisser.nl>
134. Australia Pacific LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.aplng.com.au>

135. Baker & McKenzie [Electronic resource].
-URL: <http://www.bakermckenzie.com>
136. Brindisi LNG Website [Electronic resource].
- URL: <http://www.brindisi-lng.com>
137. Brunei LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.bruneilng.com>
138. California Energy Commission Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.energy.ca.gov>
139. CB&I. Project Profiles [Electronic resource].
-URL: <http://www.cbi.com/markets/project-profiles/south-hook-lng-import-terminal/>
140. Cheniere Energy Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.cheniere.com>
141. Chevron Australian Website [Electronic resource].
URL: <http://www.chevroustralia.com>
142. China Energy Intelligence and Communication [Electronic resource].
-URL: <http://www.energychinaforum.com>
143. CNOOC Website [Electronic resource]. - URL: <http://en.cnooc.com.cn>
144. CNPC Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.cnpc.com.cn>
145. ConocoPhillips Australia Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.conocophillips.com.au>
146. Conocophillips Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.conocophillips.com>
147. Dominion Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.dom.com>
148. Donggi-Senoro LNG Project Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.donggisenorolng.co.id>
149. Douglas Channel Energy Partnership Website [Electronic resource].
-URL: <http://douglaschannelenergy.com>

150. Downstream Today [Electronic resource].
-URL: <http://www.downstreamtoday.com>
151. Downstream Today [Electronic resource].
-URL: <http://www.downstreamtoday.com>
152. Downstream Today Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.downstreamtoday.com>
153. Egyptian LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.egyptianlng.com>
154. Elengy Website [Electronic resource]. URL: <http://www.elengy.com>
155. Enagas Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.enagas.es>
156. Enagas Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.enagas.es>
157. EPCengineer Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.epcengineer.com>
158. Equatorial Guinea LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.eglng.com>
159. Exploration and Production [Electronic resource].
-URL: <http://www.epmag.com>
160. Federal Energy Regulatory Commission Website [Electronic resource].
-URL: <http://ferc.gov>
161. Federal Energy Regulatory Commission Website [Electronic resource].
-URL: <https://www.ferc.gov>
162. Florence School of Regulation Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.florence-school.eu>
163. Gas Infrastructure Europe [Electronic resource]. -URL: <http://www.gie.eu>
164. Gasstrategies [Electronic resource]. -URL: <http://www.gasstrategies.com>
165. Gaz de Normandie Website [Electronic resource].
-URL: <http://gazdenormandie.com>

166. GNL Italia S.p.A. Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.gnlitalia.it>
167. GNL Italia S.p.A. Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.gnlitalia.it>
168. Guangdong Dapeng LNG Company Ltd. Website [Electronic resource].
URL: <http://www.gdlng.com>
169. Hydrocarbon Asia [Electronic resource].
-URL: <http://www.hcasia.safan.com>
170. Hydrocarbons Technology [Electronic resource].
-URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com>
171. Hydrocarbons Technology Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com>
172. Industry About [Electronic resource].
-URL: <http://www.industryabout.com>
173. Inpex Corporation Website [Electronic resource].
-URL: <http://http://www.inpex.co.jp/english/index.html>
174. Inpex Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.inpex.com.au>
175. International Energy Agency Website [Electronic resource]. –
URL: <http://www.iea.org/>
176. International Offshore and Polar Engineering Conference Website
[Electronic resource]. -URL: <http://www.isope.org>
177. Jordan Cove Energy Project Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.jordancoveenergy.com>
178. KinderMorgan Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.kindermorgan.com>
179. Kitimat LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.kitimatlngfacility.com>

180. Korea Gas Union Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.kgu.or.kr/>
181. LNG Canada Website [Electronic resource]. -URL: <http://lngcanada.ca>
182. LNG World News [Electronic resource].
-URL: <http://www.lngworldnews.com>
183. LNG World News [Electronic resource].
-URL: <http://www.lngworldnews.com>
184. LNGmarket [Electronic resource]. -URL: <http://www.lngmarket.com>
185. Malaysia LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.mlng.com.my>
186. Mentor IMC Group Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.mentorimcgroup.com>
187. Mozambique LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.mzlng.com/index.html>
188. NationalGrid Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.nationalgrid.com>
189. NaturGaz Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.naturgaz.com.tr/en/>
190. NDTV Profit News [Electronic resource].
-URL: <http://profit.ndtv.com/news/>
191. Nigeria LNG Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.nlng.com>
192. Nord-stream AG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.nord-stream.com>
193. Offshore Technology [Electronic resource].
-URL: <http://www.offshore-technology.com>
194. OilVoice Newsletter Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.oilvoice.com>

195. Oman LNG LLC Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.omanlng.com>
196. Organization of the Petroleum Exporting Countries Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.opec.org/>
197. Panhandle Energy Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.panhandleenergy.com>
198. Payvand Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.payvand.com>
199. Peru LNG Website [Electronic resource].
-URL: <https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>
200. Petroleum Economist [Electronic resource]. -URL: <http://www.petroleum-economist.com>
201. Platts Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.platts.com>
202. PNG LNG Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.pnglng.com>
203. Por Dolphin Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.portdolphin.com>
204. POSCO Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.posco.com>
205. PT Arun NGL Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.arunlng.co.id>
206. PT Badak NGL Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.badaklng.co.id>
207. PT Badak NGL Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.badaklng.co.id>
208. Qalhat LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.qalhatlng.com>
209. Qatar Tribune [Electronic resource]. -URL: www.qatar-tribune.com
210. Qatargas Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.qatargas.com>
211. Qatargas Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.qatargas.com>

212. QCLNG Project Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.qgc.com.au/qclng-project/on-curtis-island/liquefaction-process.aspx>
213. Queensland Government Website. Department of State Development, Infrastructure and Planning [Electronic resource].
-URL: <http://growthsummit.premiers.qld.gov.au>
214. Rasgas Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.rasgas.com>
215. Reuters UK Website [Electronic resource]. -URL: <http://uk.reuters.com>
216. Reuters Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.reuters.com>
217. Santos GLNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.santoslng.com>
218. Santos Website [Electronic resource]. -URL: <http://www.santos.com>
219. Seatrade Global [Electronic resource].
-URL: <http://www.seatrade-global.com>
220. Seeking Alpha [Electronic resource]. -URL: <http://seekingalpha.com>
221. Sempra LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.sempralng.com>
222. Shell Website [Electronic resource]. URL: <http://www.shell.com>
223. Skangass LNG Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.skangass.com>
224. Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou Website [Electronic resource]. URL: <http://www.stmfc.com>
225. The Independent Natural Gas Information Site. -URL: <http://natgas.info>
226. The Jakarta Post Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.thejakartapost.com>
227. The Peninsula [Electronic resource].
-URL: <http://www.thepeninsulaqatar.com>

228. The Weekend Australian Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.theaustralian.com.au>
229. The World Street Journal [Electronic resource].
-URL: <http://online.wsj.com>
230. Tokyo Gas Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.tokyo-gas.co.jp>
231. Total Website [Electronic resource]. -URL: <http://total.com>
232. U.S. Department of Transportation. Maritime Administration Website [Electronic resource]. -URL: www.marad.dot.gov
233. U.S. Energy Information Administration Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.eia.gov>
234. United States Energy Association Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.usea.org/>
235. Wheatstone LNG Project Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.projectconnect.com.au>
236. Wood Mackenzie Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.woodmac.com/public/home>
237. Woodside Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.woodside.com.au>
238. Yemen LNG Company Website [Electronic resource].
-URL: <http://www.yemenlng.com>
239. Военное обозрение [Электронный ресурс]. -URL: <http://topwar.ru>
240. Интернет-портал Газета.ru [Электронный ресурс].
- URL:<http://www.gazeta.ru>
241. Интернет-сайт группы ВР [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.bp.com>
242. Интернет-сайт компании «Печора СПГ» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.pechoralng.com>

243. Интернет-сайт компании «Сахалин Энерджи» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.sakhalinenergy.ru>
244. Интернет-сайт компании «Штокман Девелопмент АГ» [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.shtokman.ru>
245. Интернет-сайт ОАО «Новатэк» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.novatek.ru>
246. Интернет-сайт ОАО «Газпром» [Электронный ресурс].
- URL: <http://www.gazprom.ru>
247. Информационное агентство «Север-Пресс» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.yamal.org>
248. Нефтегаз.ру [Электронный ресурс]. -URL: <http://neftegaz.ru>
249. Нефть России [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.oilru.com>
250. Российское Агентство Международной Информации.
Дальневосточный округ. [Электронный ресурс]. -URL: <http://dv.ria.ru>
251. Тюменская Интернет-газета «Вслух.ру» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.vsluh.ru>
252. Финам [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.finam.ru>
253. Электронная энциклопедия «Enipedia» [Электронный ресурс].
-URL: http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Main_Page
254. Электронный журнал «Вокруг газа» [Электронный ресурс].
-URL: <http://www.trubagaz.ru>

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Объемы торговли сжиженным природным газом в 2012г.

Экспорт/Импорт, млрд.куб.м	США	Бразилия	Тринидад и Тобаго	Перу	Норвегия	Другие страны Европы	Россия	Оман	Катар	ОАЭ	Йемен	Алжир	Египет	Экваториальная Гвинея	Нигерия	Австралия	Бруней	Индонезия	Малайзия	Итого импорт
США	#	-	3,2	#	0,2	#	-	-	1,0	-	0,6	-	0,1	#	-	-	#	-	-	4,9
Канада	#	-	0,8	#	-	#	-	-	1,0	-	-	-	-	#	-	-	#	-	-	1,8
Мексика	##	-	0,2	##	-	#	-	-	1,7	-	0,4	-	-	#	1,1	-	#	0,3	-	4,8
Северная Америка	##	-	4,2	##	0,2	#	-	-	3,6	-	0,9	-	0,1	#	1,1	-	#	0,3	-	11,6
Аргентина	#	0,4	3,7	#	0,2	##	-	-	0,1	-	-	-	0,1	#	-	-	#	-	-	5,2
Бразилия	##	-	0,8	#	0,2	##	-	-	1,1	-	-	-	-	#	0,5	-	#	-	-	3,2
Чили	#	-	3,1	#	0,1	#	-	-	-	-	0,3	-	0,3	##	-	-	#	-	-	4,1
Другие страны Южной и Центральной Америки	#	-	2,4	#	0,1	#	-	-	0,2	-	-	-	-	#	0,1	-	#	-	-	2,8
Южная и Центральная	##	0,4	10,1	#	0,6	##	-	-	1,3	-	0,3	-	0,3	##	0,5	-	#	-	-	15,2
Бельгия	#	-	-	#	-	#	-	-	4,5	-	-	-	-	#	-	-	#	-	-	4,5
Франция	#	-	-	#	0,2	#	-	-	1,8	-	-	4,8	0,9	#	2,7	-	#	-	-	10,3
Италия	#	-	-	#	0,1	##	-	-	5,8	-	-	1,0	0,2	#	-	-	#	-	-	7,1
Испания	#	-	2,5	##	1,7	##	-	-	4,3	-	-	3,6	0,7	#	5,4	-	#	-	-	21,4
Турция	#	-	-	#	0,2	##	-	-	1,2	-	-	4,1	0,5	#	1,5	-	#	-	-	7,7
Великобритания	#	-	-	#	0,2	#	-	-	13,3	-	-	0,1	0,0	#	0,0	-	#	-	-	13,7
Другие страны Европы и Евразии	##	-	0,2	#	0,8	##	-	-	0,2	-	-	0,8	0,2	##	2,0	-	#	-	-	4,5
Европа и Евразия	##	-	2,6	##	3,1	##	-	-	31,1	-	-	14,4	2,4	##	11,6	-	#	-	-	69,3
Ближний Восток	#	-	0,4	#	0,2	#	-	-	2,9	0,1	-	-	0,2	#	0,8	0,1	#	-	-	4,6
Китай	#	-	0,2	#	-	#	0,5	0,1	6,8	-	0,8	0,1	0,4	#	0,4	4,8	#	3,3	2,5	20,0
Индия	##	-	-	#	-	##	-	-	16,1	-	0,6	0,6	0,8	#	2,1	-	#	0,2	-	20,5
Япония	##	0,1	0,4	##	0,6	##	11,3	5,4	21,3	7,5	0,4	0,2	1,4	##	6,5	21,6	8,0	8,4	19,9	118,8
Южная Корея	#	-	1,1	#	0,1	##	3,0	5,7	14,2	-	3,6	-	0,8	##	2,5	1,1	1,1	10,3	5,6	49,7
Тайвань	#	-	0,1	#	0,1	##	-	-	7,9	-	-	-	0,3	##	1,6	0,3	#	2,6	3,8	16,9
Тайланд	#	-	0,1	##	-	#	-	-	0,3	-	0,5	-	-	#	0,1	-	#	-	-	1,4
АТР	##	0,1	1,9	##	0,7	##	14,8	11,2	66,5	7,5	5,9	0,9	3,8	##	13,1	28,0	9,1	24,7	31,8	227,2
Итого экспорт	##	0,4	19,1	##	4,7	##	14,8	11,2	105,4	7,6	7,1	15,3	6,7	##	27,2	28,1	9,1	25,0	31,8	327,9

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013,

URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx

Приложение 2. Мировые мощности по производству СПГ

Страна	Технологическая линия/завод	Год введения в эксплуатацию	Количество линий	Номинальная мощность, млн. тонн/год
Австралия	Karratha	1989	2	5,0
		1992	1	2,5
		2004	1	4,4
		2008	1	4,4
	Darwin	2006	1	3,7
	Pluto	2012	1	4,3
Алжир	GL 1Z	1978	6	8,4
	GL 2Z	1980	6	8,6
	GL 1K	1971-1981	3	3,3
Ангола	Angola	2013	1	5,2
Бруней	Lumut	1972-1974	5	7,2
Египет	Damietta	2004	1	5,5
	Egyptian (Idku)	2005	2	7,2
Индонезия	Arun	1978-1979	3	6,0
		1983-1984	2	4,0
		1986	1	2,0
	Bontang	1977	2	5,2
		1983	2	5,2
		1989	1	3,0
		1993	1	3,0
		1997	1	3,0
		1999	1	3,0
		Tangguh	2008	2
Йемен	Bal-Haf	2009	2	6,7
Катар	Qatargas I	1997	3	9,7
	Rasgas I	1999	2	6,6
	Rasgas II	2004	1	4,7
	Rasgas II	2005	1	4,7
	Rasgas II	2007	1	4,7
	Rasgas III	2009	1	7,8
	Rasgas III	2009	1	7,8
	Qatargas II	2008	1	7,8
	Qatargas II	2009	1	7,8
	Qatargas III	2009	1	7,8
	Qatargas IV	2010	1	7,8
Ливия	Marsa El Brega	1970	2	3,2
Малайзия	MLNG Satu	1983	3	8,4
	MLNG Duo	1995	3	9,6
	MLNG Tiga	2003	2	7,7
Нигерия	Nigerian	1999	1	3,2
		2000	1	3,2
		2002	1	3,2
		2006	2	8,2
		2008	1	4,1

Страна	Технологическая линия/завод	Год введения в эксплуатацию	Количество линий	Номинальная мощность, млн. тонн/год
Норвегия	Snohvit	2007	1	4,3
	Nordic (Skangass)	2010	1	0,3
ОАЭ	Adgas (Das Island)	1977	2	5,0
		1994	1	3,0
Оман	Oman	2000	2	6,6
	Qalhat	2006	1	3,7
Перу	Peru	2010	1	4,4
Россия	Sakhalin II	2009	2	9,6
США	Kenai	1969	2	1,4
Тринидад и Тобаго	Atlantic	1998	1	3,0
		2002	1	3,3
		2003	1	3,3
		2005	1	5,2
Экваториальная Гвинея	EG (Bioko Island)	2007	1	3,7
Итого				303,2

Источник: LNG Journal, September 2010. – URL: <http://www.lngjournal.com/lng/> (с обновлениями автора на 2014г.)