



УДК 622.279.23

**И.А. ГОЛУБЕВА**, д-р хим. наук, **И.В. МЕЩЕРИН**, канд. техн. наук, **Е.П. ДУБРОВИНА**  
(Российский государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Россия)  
E-mail: golubevaia@gmail.com

# Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра

*Ключевые слова:* сжиженный природный газ, энергоноситель, рынок СПГ, крупнотоннажное и малотоннажное производство СПГ.

*В обзоре рассмотрен один из перспективных видов энергоносителей – сжиженный природный газ: история, состояние и перспективы развития индустрии СПГ в мире, его достоинства и конкурентоспособность. Большое внимание уделено состоянию и перспективам развития производства СПГ в России, как крупнотоннажному производству СПГ, так и развитию малотоннажного производства.*

## Введение

Природный газ уже получил титул топлива XXI века, поскольку его потребительские свойства имеют ряд преимуществ по сравнению с нефтью, а запасы значительно больше. Разведанные запасы природного газа только в России превышают 54 трлн м<sup>3</sup>. Однако практически все новые газовые месторождения находятся в районах, чья географическая удалённость от мест потребления газового топлива ставят под сомнение экономическую эффективность строительства магистральных трубопроводов: Штокмановское месторождение на шельфе Баренцева моря, месторождения Ямала, Обско-Тазовской губы, Карского моря и острова Сахалин. Поэтому всё большее внимание специалисты уделяют возможностям производства сжиженного природного газа [1].

Сжиженный природный газ (СПГ) – один из наиболее перспективных видов энергоносителей. По оценкам аналитиков будущее – за СПГ, сегодня это одно из наиболее активно развивающихся направлений в энергетике.

Считается, что большая часть роста межрегиональной торговли газом (87%) до 2030 г. будет обеспечена поставками СПГ. Трубопроводные поставки газа будут расти гораздо медленнее, в основном за счёт ввода в строй новых трубопроводов из России и Центральной Азии.

Глобальный рынок природного газа ожидает новый виток бурного роста сегмента СПГ. Множество новых проектов к 2020 г. суммарно добавят 22 млрд ф<sup>3</sup>/сут. По прогнозам поставки СПГ между 2015 и 2020 гг. будут расти в среднем на 7,8% в год [2].

По некоторым оценкам суммарные поставки СПГ к 2035 г. вырастут на 48 млрд ф<sup>3</sup>/сут. По трети от этого прироста придёт из Австралии (16 млрд ф<sup>3</sup>/сут.) и США (14 млрд ф<sup>3</sup>/сут.). На Африканском континенте по поставкам СПГ будет лидировать Восточная Африка, где поставки возрастут на 12 млрд ф<sup>3</sup>/сут. В итоге Катар, который сегодня имеет самую большую долю на мировом рынке СПГ, обгонят Австралия (24% – доля рынка к 2035 г.), Африка (21%) и США (18%). Азия уже является крупнейшим пунктом назна-

чения для СПГ и сохранит эту позицию до конца прогнозного периода. Доля данного региона в мировом спросе на СПГ сохранится на уровне свыше 70% [2].

Аналитики, скептически настроенные по отношению к российскому газу, считают, что к 2035 г. Китай станет вторым по величине импортёром СПГ (12 млрд  $\text{ф}^3$  в сутки), уступив только Японии (13 млрд  $\text{ф}^3$  в сутки). Европейская рыночная доля по импорту СПГ между 2015 и 2035 гг. увеличится с 16 до 19% [2].

Как результат, к концу прогнозируемого периода СПГ станет доминирующей формой торгуемого газа. В перспективе увеличение поставок СПГ приведёт к большей интеграции региональных рынков, где цены на газ будут сближаться, вне зависимости от удалённости.

Индустрия СПГ развивается стремительно, но для России этот сегмент относительно новый – большая часть российского экспорта осуществляется сегодня трубопроводами. Доля России в мировом производстве СПГ на 2015 г. составляла всего 5%, однако с началом нового тысячелетия интерес к использованию СПГ в России постоянно растёт. К 2025–2030 гг. планируется увеличение доли российского сжиженного природного газа до 15–16% за счёт реализации ряда новых проектов. Однако в нынешних геополитических и экономических условиях выход на высоко конкурентные мировые рынки СПГ может быть существенно затруднён в связи с введением ограничений со стороны стран Запада на поставку соответствующих технологий и оборудования, что влечёт за собой риски несвоевременного ввода российских производственных мощностей [3].

Известно, что по физическим свойствам СПГ представляет собой обычный природный газ, сжиженный путём резкого охлаждения до температуры минус

161°C; по химическому составу это многокомпонентная смесь углеводородов ряда  $\text{C}_1\text{-C}_8$ , азота и диоксида углерода с преобладающим содержанием метана. Сжиженный природный газ прозрачен, не имеет цвета и запаха. При атмосферном давлении температура кипения СПГ – около минус 160°C (111,7 К). При ожижении объём природного газа уменьшается более чем в 600 раз, что эквивалентно сжатию газа до давления 60 МПа, при этом его удельный вес в два раза меньше воды [4].

Актуальность строительства заводов СПГ связана также с политической и экономической ситуацией в мире [5]:

1) изменяются направления и объёмы межрегиональной торговли энергоресурсами за счёт существенного увеличения оборота поставок, прежде всего в Тихом и Индийском океанах;

2) в связи со спецификой географического положения вводимой в разработку сырьевой базы при наращивании объёмов поставок в межрегиональной торговле газом преобладает СПГ;

3) на фоне высоких цен выросла роль нетрадиционных нефти и газа. Северная Америка снизила зависимость от импорта нефти и природного газа, превратившись, по крайней мере на время, в самодостаточный рынок;

4) зависимость Европы от импорта энергоресурсов увеличивается, однако за счёт снижения спроса на нефть основной прирост импорта приходится на природный газ;

5) развивающиеся страны Азии наращивают импорт всех энергоресурсов.

На диаграммах **рис. 1, 2** виден растущий спрос на СПГ в мире. Межрегиональная торговля СПГ растёт быстрее, чем торговля сетевым газом (см. рис. 2), к 2035 г. поставки СПГ превысят сетевые. Основными игроками на рынке СПГ становятся Катар и Австралия.

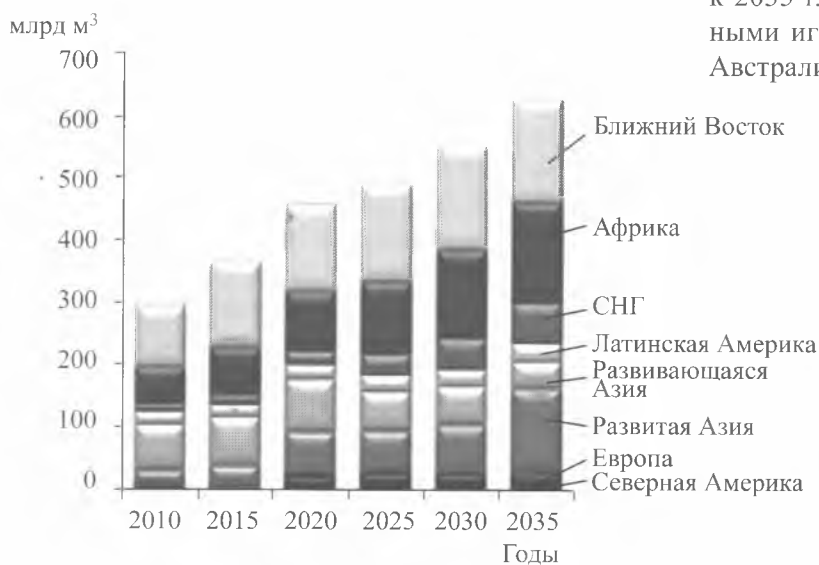


Рис. 1. Экспорт СПГ по регионам [5]

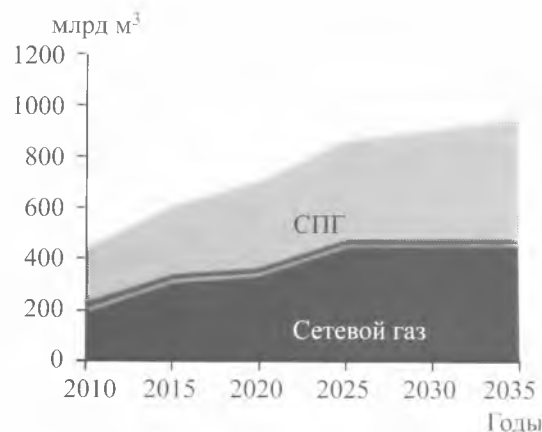


Рис. 2. Межрегиональная торговля газом [5]

Привлекательность и конкурентоспособность СПГ растёт, благодаря технологиям на основе принципиально новых технических решений – плавучие заводы СПГ (пилотный проект Prelude) и терминалы по регазификации. Большая неопределённость развития рынка и международной торговли связана с нетрадиционным газом. Развитие такой добычи напрямую влияет на состояние рынка СПГ. Северная Америка в среднесрочной перспективе становится нетто-экспортёром СПГ и начинает транслировать на европейский и азиатский рынки систему ценообразования с привязкой к Хенри Хаб (биржевая цена природного газа, который транспортируется через газотранспортную систему в США), что, по мнению ряда экспертов, повлияет на экспорт газа из России не в лучшую сторону [5].

Существует и другая точка зрения на развитие рынка газа в США и последствия этого для России [6]. Высказывается мнение, что не стоит ожидать масштабного экспорта СПГ из США, вероятнее всего, он будет иметь незначительные масштабы и временный характер, а также будет замещаться ещё большим количеством нефти. Для России критичным он не будет, так как в наихудшем сценарии Россия начнёт разворачивать углеводородные потоки на азиатском направлении и сама осуществлять их переработку, что понимают европейские покупатели. Российский газ необходим ЕС, чтобы иметь альтернативу катарскому газу и газу других СПГ-поставщиков. Трубопроводные поставки – это стабильность, рисковать и уходить от которой европейские рынки не намерены.

Обсуждается производство СПГ из угольного метана и прочих нетрадиционных газов.

### **История и хронология развития производства СПГ**

О сжижении природного газа стали серьёзно думать после открытия в 20–30-х гг. прошлого столетия в США значительных месторождений природных газов, расположенных вдали от крупных городов. Транспортировать газ на большие расстояния по магистральным трубопроводам большого диаметра тогда ещё не умели. Начались исследования по сжижению газа для его перевозки по железным дорогам и в наливных судах.

Условно развитие производства СПГ можно разделить на 5 этапов [7].

*I этап: последняя треть XIX в.–30-е годы XX в.* Начало опытного производства СПГ. Первая опытная установка по сжижению газа построена в Западной Виргинии (США) в 1912 г., пущена в эксплуатацию в 1917 г.

*II этап: 1940–1950-е гг.* Первый завод СПГ построен в 1941 г. в городе Кливленд, штат Огайо (США). Транспортировка СПГ на дальние расстояния в специальных резервуарах.

*III этап: конец 1950-х–1970-е гг.* Начинается мировая торговля СПГ.

1959 г. – первая в мире перевозка СПГ танкером-газовозом «Метановый Пионер» из США в Великобританию.

1961 г. – Великобритания (импортёр) и Алжир (экспортёр) подписали 15-летний контракт на поставку СПГ с 1965 г.

1964 г. – запуск первого в мире завода по крупнотоннажному сжижению газа в Алжире.

1969 г. – пущен первый в мире завод СПГ в арктических широтах на Аляске, США начали экспорт СПГ в Японию.

1970 г. – с ливийского завода СПГ в городе Марса-Эль-Брега начинаются поставки в Испанию, впоследствии – в Италию.

1972 г. – завод в Лумуте Бруней после пуска стал крупнейшим производителем СПГ в Азии.

1971–1980 гг. – в США построено четыре приёмных терминала.

1972 г. – между США и Алжиром подписан 20-летний контракт на поставку газа.

1979 г. – импорт СПГ в США достиг более 7 млрд м<sup>3</sup>.

*IV этап: 1980-е гг. – 2000 г.* Развитие и диверсификация направлений поставок СПГ. Новые импортёры – Малайзия (1983 г.), Южная Корея (1986 г.), Австралия (1989 г.). К 1984 г. Япония – крупнейший импортёр СПГ (72% мирового импорта).

1990 г. – поставки СПГ из Индонезии на Тайвань, 1991 г. – из Австралии в Японию и Южную Корею.

1999 г. – запуск завода СПГ на острове Тринидад, 2000 г. – в Омане, поставки газа идут в Южную Корею.

*V этап: 2000 г. – настоящее время.* Бурный рост спроса и цен, выход на рынок новых поставщиков с крупными объёмами СПГ. Значительное превышение приёмных мощностей над мощностями по сжижению газа. Появление супертанкеров СПГ и свободного флота на рынке. Основные поставщики: Индонезия, Малайзия, Алжир, Катар. В 2012 г. экспортировано 328 млрд м<sup>3</sup>. К основным экспортёрам добавились Австралия, Тринидад и Тобаго, Нигерия, Россия и др.

### **Состояние и перспективы развития производства СПГ в России**

Россия пока находится несколько в стороне от общемирового тренда на СПГ, так как традиционно делала ставку на экспорт газа по газопроводам, сказывается и технологическое отставание. Россия является крупнейшим экспортёром природного газа, но имеет



Рис. 3. Схема газопровода «Южный поток»

лишь один завод по производству СПГ – Сахалин-2. Это значительно ограничивает её роль на мировом рынке газа.

В условиях политических трудностей в отношении с ЕС Россия вынуждена задумываться о диверсификации своих газовых поставок.

Газовые проекты России в части развития трубопроводного газа всегда имели ряд сложностей как с экономической, так и с политической стороны, а санкции против России ликвидировали возможность развития некоторых проектов.

«Южный поток» – нереализованный международный проект газопровода, который планировалось проложить мимо Украины по дну Чёрного моря из Анапского района в болгарский порт Варну (рис. 3). Проект заморожен, так как Болгария не дала разрешения на строительство по решению Европейской комиссии. Отказ был объяснён несоответствием этого проекта нормам «третьего энергопакета» ЕС [8]. Масштабные инвестиции под угрозой омертвления.

В качестве замены «Южному потоку» был анонсирован «Турецкий поток», который планировалось направить в Европу через Грецию, Македонию, Сербию и Венгрию (рис. 4). Но свой участок строить готова была только находящаяся в экономическом кризисе Греция, и то за российские кредиты. Македония не проявила заинтересованности в развитии собственной газовой инфраструктуры. Сейчас страна использует лишь половину имеющихся мощностей. Сама Турция, основной участник потока, неоднократно

откладывала его реализацию бюрократическими проволочками, торгуясь до скидки в 15% [9]. Ухудшение отношений между Россией и Турцией в ноябре 2015 г. после сбитого Турцией российского самолёта поставило реализацию этого проекта под вопрос, если не перечеркнуло окончательно.

И, наконец, новый проект «Северный поток-2», который встревожил Польшу, Словакию и Украину возможностью лишиться доходов от транзита российского газа (рис. 5). Германия уже объявляла не один раз, что ей не нужны дополнительные нитки этого газопровода, поскольку у неё не такое большое собственное потребление. «Северный поток-1» до сих пор загружен только на 75%. Великобритания, Франция, Бельгия и Голландия, которые находятся на другом конце маршрута, также отказались от российского газа по «Северному потоку-2» [10]. Тем не менее, вероятность начала реализации данного проекта оценивается аналитиками, как весьма высокая.

Продемонстрированные практикой сложности данных проектов опять выдвигают на передний план



Рис. 4. Схема газопровода «Турецкий поток»

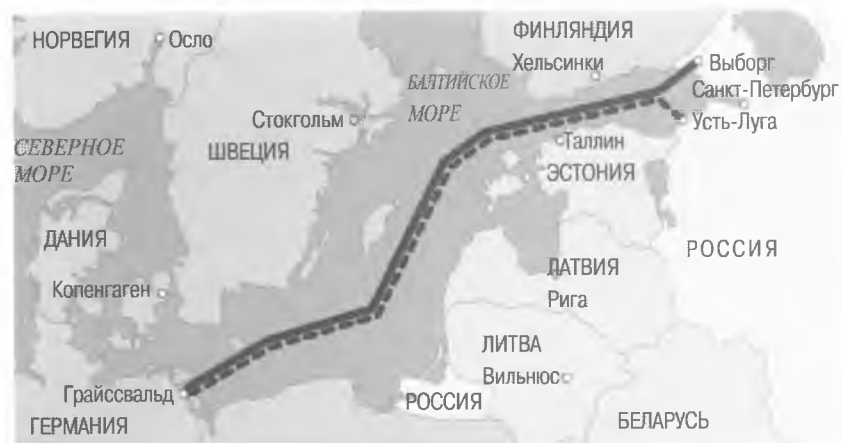


Рис. 5. Схема газопровода «Северный поток» (сплошная линия) и «Северный поток-2» (пунктирная линия)

СПГ как реальную альтернативу. Экспорт СПГ имеет ряд серьёзных преимуществ:

- низкие удельные транспортные расходы (танкерный транспорт – самый дешёвый в мире);
- окупающиеся затраты технологической стадии сжижения;
- меньшие затраты на первые этапы строительства, поскольку для газопроводных проектов необходимо полностью завершить строительство нитки, на что уходит до 75% всех капитальных вложений, мощности же по производству СПГ можно вводить в строй постепенно, а поставки начинать после вложения 50% средств.

К числу преимуществ следует отнести также снижение удельных затрат на производство СПГ при сооружении новых технологических линий за счёт того, что терминал, хранилище и другая вспомогательная инфраструктура созданы на начальном этапе; независимость от транзитных соглашений (рост протяжённости экспортных газопроводов по территориям других государств и связанные с этим сложности согласования условий транзита газа и платы за транзит). Эти проблемы отсутствуют в проектах транспортировки СПГ. Кроме того, появляется возможность включать в состав СПГ фракции  $C_3$ - $C_5$ , что позволяет в отличие от морских газопроводов высокого давления (до 250 атм) доставлять с месторождений природного газа пропан-бутановую фракцию и с минимальными затратами извлекать в процессе регазификации СПГ этан, пропан, бутаны и пентаны [11]. Следует также иметь в виду, что линии по сжижению, основанные на технологической схеме со смешанными хладагентами, при применении их в регионах с холодным климатом позволяют значительно снизить расход газа и удельные капитальные затраты по сравнению с проектами в экваториальных регионах [12].

Исходя из анализа стратегии развития крупнейших мировых энергетических компаний, преимущества

реализации СПГ по сравнению с поставками по трубопроводу неоспоримы, если конечно имеются условия танкерного судоходства.

### **Крупнотоннажное производство СПГ в России: сегодня и в перспективе**

Единственный действующий в настоящее время в России крупнотоннажный завод по сжижению природного газа «Сахалин-2» – один из крупнейших в мире проектов комплексного освоения нефтяных и газовых месторождений, созданный на Дальнем Востоке в тяжёлых субарктических условиях.

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» («Сахалин Энерджи») является оператором проекта «Сахалин-2». Компания была учреждена в 1994 г. с целью разработки Пильгун-Астохского нефтяного и Лунского газового месторождений в Охотском море на шельфе острова Сахалин, расположенного на Дальнем Востоке России. Завод (рис. 6) был введён в эксплуатацию в 2009 г. [13].

В процессе реализации запущены в эксплуатацию три морские добывающие платформы, две из которых являются самыми тяжеловесными конструкциями, установленными на море за всю историю мировой нефтегазовой отрасли. Сооружена система морских и наземных трубопроводов, построены объекты для переработки, транспортировки, хранения и отгрузки углеводородов [14].

На юге Сахалина, рядом с городом Корсаков, находится центральная часть всей системы – завод по производству СПГ, терминал отгрузки нефти (ТОН). Вместе они образуют производственный комплекс Пригородное. Мощности по отгрузке СПГ и нефти являются частью одноимённого порта, учреждённого в 2008 г. Завод по производству СПГ включает в себя [15]:

- две технологические линии по производству СПГ номинальной производительностью 4,8 млн т/год каждая;



Рис. 6. Завод СПГ «Сахалин-2»

- два резервуара для хранения СПГ ёмкостью 100 тыс. м<sup>3</sup> каждый;
- причал отгрузки СПГ;
- два сферических резервуара для хранения компонентов хладагента (пропана и этана) по 1600 м<sup>3</sup> каждый (максимальная ёмкость);
- систему жидкого теплоносителя для подачи тепла различным технологическим потребителям;
- пять генераторов электроэнергии с газотурбинным приводом общей мощностью приблизительно 129 МВт;
- очистные сооружения для обработки сточных вод и вод с возможным содержанием углеводородов.

Пройдя под давлением 800-километровую дистанцию от береговых приёмных сооружений до Пригородного, природный газ поступает на завод СПГ, где используется специально разработанная компанией «Шелл» технология сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента (DoubleMixedRefrigerant – DMR), повышающая энергоэффективность производства за счёт использования преимуществ холодного сахалинского климата.

Для России строительство завода по производству СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» открыло доступ к современным технологиям и инновационным решениям, позволило получить бесценный опыт в данном направлении [16].

Каковы же перспективы развития «Сахалин-2»?

В настоящее время SakhalinEnergy (оператор проекта «Сахалин-2») ведёт предварительное проектирование в рамках первого этапа проекта строительства третьей линии. Ожидается, что уже в конце 2015 г. работы первого этапа завершатся, и компания будет готова приступить ко второму этапу (разработка проектной документации).

Окончательное инвестиционное решение о строительстве третьей линии, ресурсной базой для которой определён газ Киринского и Южно-Киринского месторождений проекта «Сахалин-3», ожидается во второй половине 2017 г. Предварительный график реализации предусматривает ввод объекта в 2021 г. Строительство третьей линии завода позволит увеличить его производительность до 15 млн т/год.

**Проекты крупнотоннажного производства СПГ в России.** Развитие производства по выработке СПГ объявлено одним из приоритетных направлений развития промышленности в России. Ещё в октябре 2010 г. премьер-министр В.В. Путин поручил правительству проработать вопрос о внесении льгот для газодобывающих компаний, работающих в сфере СПГ [17].

Проекты СПГ, существующие в настоящее время в РФ:

**1. Ямал СПГ.** Это будет второй в России завод по производству сжиженного газа с проектной производительностью 16,5 млн т/год. Строительство ведётся в три очереди по 5,5 млн т/год каждая. Завод активно строится, и первая линия по производству СПГ должна быть запущена в 2017 г. На сегодняшний день это самый перспективный и обсуждаемый проект (рис. 7) [18].

**2. Арктик СПГ-1, Арктик СПГ-2, Арктик СПГ-3.** В рамках этих трёх проектов ведётся освоение Геофизического и Салмановского (Утреннего) месторождений на Гыданском полуострове в ЯНАО, а также Северо-Обского лицензионного участка. Согласно комплексному плану по развитию производства СПГ на полуострове Ямал, НОВАТЭК должен построить второй завод СПГ на базе Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений. Предполагается, что завод будет строиться тремя очередями по 5,5 млн т/год, которые будут запущены в 2022, 2024, 2025 гг. соответственно. В настоящее время завод находится на стадии проектирования [19].

**3. Владивосток-СПГ.** Этот проект ПАО «Газпром» с февраля 2013 г. заявлен, как находящийся в инвести-



Уникальное месторасположение полуострова Ямал открывает возможность создать гибкую конкурентоспособную логистическую модель, обеспечивающую круглогодичные поставки СПГ на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы.

Рис. 7. Строительная площадка «Ямал СПГ»



ционной стадии. В районе г. Владивосток планируется построить завод по производству СПГ проектной производительностью 10 млн т/год с возможностью дальнейшего расширения [20].

**4. Балтийский СПГ.** Обоснование инвестиций по проекту завершено в 2014 г. В рамках проекта ПАО «Газпром» предполагает построить в Ленинградской области завод по производству СПГ проектной производительностью до 10 млн т/год.

**5. Штокмановский проект.** Реализация этого важнейшего проекта будет отправной точкой для формирования на Арктическом шельфе России нового газодобывающего региона. Штокмановское месторождение может стать ресурсной базой для поставок газа как по трубопроводам, так и с использованием СПГ-технологий. Этот проект представляется весьма значимым для ПАО «Газпром» и России, но он уже более двух лет заморожен. Освоение месторождения ожидается не ранее 2025 г. и будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка. Сроки начала освоения первой фазы Штокмана ранее несколько раз откладывались из-за изменения параметров проекта, повлиявших на экономику и принятие окончательного инвестиционного решения [21]. Однако для ритмичного ведения работ их следовало бы возобновить уже сейчас.

**6. Печора СПГ.** Это масштабный проект, предполагающий разработку Кумжинского и Коровинского месторождений Ненецкого автономного округа, создание газотранспортной инфраструктуры, строительство завода по сжижению природного газа, установки комплексной подготовки газа (УКПГ), а также отгрузочного морского терминала. «Печора СПГ» будет производить около 10 млн т СПГ в год.

**7. Дальневосточный СПГ.** Проектная производительность первой очереди завода – 5 млн т/год с возможным расширением в будущем. Ресурсной базой для первой очереди завода станут запасы НК «Роснефть» в регионе, а также запасы консорциума «Сахалин-1». В настоящее время в рамках проекта «Дальневосточный СПГ» ведутся проектно-изыскательские работы. Запуск проекта планируется в 2018–2019 гг. [22].

**8. Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ в районе КС «Портовая».** Проект предусматривает строительство завода СПГ, причала по отгрузке СПГ, криогенного газопровода, комплекса береговых портовых сооружений, подпорной дамбы, подъездных автодорог, подводящих ЛЭП, подводящего газопровода и др.

Инвестором проекта является ООО «Газпром проектирование». Ежегодная мощность СПГ-завода будет составлять до 1 млн т сжиженного газа. Завод будет использовать излишки «голубого топлива», которые не

поступают на экспорт, а также запасы газа на компрессорной станции.

### **Малотоннажное производство СПГ в России**

Мировая индустрия сжиженного природного газа включает крупнотоннажное производство, основная цель которого поставка СПГ на мировые рынки, и малотоннажное производство, нацеленное на межрегиональную торговлю и удовлетворение спроса на внутреннем рынке. Малотоннажное производство – производство СПГ на локальных установках производительностью не более 10 т/час, расположенных вблизи газопроводов (ГРС, АГНКС, ГКС), с доставкой потребителям для использования в качестве газомоторного топлива, а также для замещения дизельного топлива или топочного мазута на предприятиях с энергоёмкой технологией. В России малотоннажное производство представлено следующими мини-заводами.

- Москва и Подмосковье – АГНКС № 1.

- Ленинградская область – ГРС Никольское (Тосненский р-н), ГРС в г. Выборг, АГНКС № 8 в г. Петродворец, АГНКС в г. Кингисепп. С 1995 г. в Ленинградской области функционирует региональный комплекс по производству, транспортировке и использованию СПГ на объектах теплоэнергетики. В его состав входят первые три из перечисленных выше установки производства СПГ, транспортная система с использованием автотрейлеров, системы хранения и газификации СПГ у потребителей – поселковых и промышленных котельных и объектов коммунального хозяйства.

- Свердловская область – ГРС-4 в г. Екатеринбург, АГНКС в г. Первоуральск. С 2001 г. в ООО «Газпром транс-газ Екатеринбург» накоплен большой опыт проектирования, строительства и эксплуатации комплексов малотоннажного производства СПГ на АГНКС и ГРС. В активе компании – объекты всей производственной сбытовой цепи СПГ – от производителя до потребителя. Первая установка СПГ была смонтирована на АГНКС г. Первоуральск для обеспечения газом котельной ведомственного санатория-профилактория «Озеро Глухое», так как его газификация трубопроводным газом была экономически невыгодна. В настоящее время на АГНКС введена в эксплуатацию криоколонка для заправки автотранспорта сжиженным газом.

Второй комплекс производства СПГ на ГРС был построен в 2010 г. и введён в опытно-промышленную эксплуатацию в рамках реализации программы ОАО «РЖД» перевода железнодорожных локомотивов на СПГ. На установке используется технологический процесс производства СПГ на ГРС. Впервые в России здесь был применён турбодетандер – компрессорный

агрегат для природного газа производства ОАО «НПО Гелиймаш» [23].

Производимый на комплексе сжиженный газ служит топливом для российских газотурбовозов ГТ1h-001 и ГТ1h-002 и маневрового газопоршневого тепловоза ТЭМ19-001 Свердловской железной дороги. Отсюда СПГ поставляется также на комплекс регазификации в п. Староуткинск с населением около 3 тыс. жителей для обеспечения газом двух котельных в отопительный сезон. Системность поставок СПГ от производственных комплексов потребителям обеспечивается парком автотрейлеров и криогенными контейнер-цистернами.

• В конце 2014 г. введены в эксплуатацию комплексы сжижения природного газа в Пермском крае и на ГРС в Калининграде.

В Республике Саха (Якутия) рассматриваются возможности энергообеспечения на основе СПГ удалённых потребителей. По исследованиям Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН при реализации проекта производства СПГ на месторождении природного газа стоимость СПГ составит 26–32 тыс. руб. за тонну. При замещении привозного дизельного топлива на тяжёлом автотранспорте сжиженным природным газом экономия затрат на топливо составит 31–38%, так как цена дизельного топлива достигает 40–41 тыс. руб. за тонну (без НДС). Небольшая установка производительностью 50,2 тыс.т/год сможет обеспечить сжиженным природным газом два объекта: Верхнюю Муну (удалённость от месторождения 250 км, потребление СПГ – 28,0 тыс.т/год) и Накын (удалённость от месторождения 513 км, потребление СПГ – 16,5 тыс.т/год).

При этом потребуется парк из 29 автотрейлеров с криогенными цистернами для перевозки сжиженного метана [24].

По мнению многих экспертов России в кризис будет выгодным создание именно мини-заводов. Это могло бы решить сразу три насущные задачи. Во-первых, использование ресурсов небольших газовых месторождений, подключение которых к магистральной трубе экономически нерентабельно. Во-вторых, газификация отдалённых регионов, куда нет смысла тянуть газораспределительные сети. И, наконец, перевод части транспорта на газ, что будет способствовать снижению издержек и расширению внутреннего рынка природного газа.

Потенциальных потребителей СПГ можно условно разделить на две группы (рис. 8):

1) потребители регазифицированного СПГ, что подразумевает наличие комплекса хранения и регазификации (газовые электростанции, промышленные предприятия, сельскохозяйственные предприятия, население, котельные и т.д.);

2) потребители жидкого СПГ. В этом случае необходимо только изотермическое хранилище с установками для заправки СПГ в топливные баки или цистерны (грузовой и пассажирский автотранспорт, речные и морские суда, железнодорожные локомотивы, самолётная и вертолётная техника, ракетно-космическая техника и т.д.).

В малотоннажных технологических процессах сжижение природного газа осуществляется двумя способами. В первом случае, как и в крупнотоннажных процессах, используется внешний источник охлаждения в виде замкнутых холодильных циклов с использованием хладагентов. Во втором случае рабочим телом холодильного цикла является непосредственно поток или часть потока природного газа, которые подвергаются последовательному сжатию, охлаждению и расширению в одну или несколько ступеней. Холодильный цикл в этом случае является открытым. Возможно также использование комбинации этих двух способов [24].

Развитие малотоннажного производства СПГ в России имеет большое значение как в социальном, так и, в значительной степени, в экономическом плане. Создание инфраструктуры производства и потребления СПГ должно базироваться на комплексном учёте



Рис. 8. Производственно-сбытовая цепь малотоннажного СПГ [23]



многих факторов, на основе выбора рациональной производительности, техники и технологии производства СПГ, с учётом сырья для получения СПГ и выбора энергосберегающей технологии подготовки и сжижения газа (в настоящее время энергозатраты при производстве СПГ составляют около 45–50%). Это позволит повысить энергоэффективность производства и снизить себестоимость сжиженного природного газа, что, в свою очередь, будет способствовать поднятию жизненного уровня населения и улучшению экологии [24].

Несмотря на принципиальную заинтересованность самих газовиков, транспортников и государства в таком развитии, их действия не скоординированы, в результате газовые компании ждут, пока возникнет спрос на СПГ, а транспортные организации, наоборот, – когда на рынке появится соответствующий вид топлива. Участники рынка надеются на государство, ожидая от него стимулов и преференций. Однако в условиях кризиса власти не торопятся поддерживать малотоннажные СПГ-проекты.

В 2015 г. решением Экономического совета стран СНГ в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина создан Международный учебный центр (МУЦ) по использованию природного газа в качестве моторного топлива. Пилотными проектами МУЦ стало обучение группы сотрудников КАМАЗа и разработка учебного бизнес-плана по переводу муниципального транспорта Москвы на СПГ.

### **Заключение**

Рассмотрев историю, состояние и перспективы развития производства сжиженных природных газов, можно сделать вывод, что это направление является наиболее востребованным для развития газовой промышленности в России на ближайшее время, особенно учитывая сложную политическую и экономическую ситуацию в стране, создавшую трудности реализации проектов строительства газопроводов. Для России это направление должно развиваться в первую очередь из-за необходимости доставки природного газа в те регионы, где строительство магистральных газопроводов оказывается очень дорогим или невозможным по политическим соображениям. Воплощение в жизнь многообещающих проектов СПГ имеет свои трудности, но они куда более легко решаемы, чем проблемы проектирования трубопроводного транспорта товарного газа. Углубленное изучение и проработка проблем, связанных с особенностями сжижения природного газа, строительство предприятий по сжижению природного газа позволит России выйти на совершенно новый уровень экономического развития.

### **Список литературы**

1. Майорец М., Симонов К. Сжиженный газ – будущее мировой энергетики. М.: Альпина Паблишер, 2013. – 360 с.
2. Никитина А.А. ВР: Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 6. – С. 1–13.
3. Аджиев А.Ю., Морева Н.П., Долинская Н.И. Концепция создания отечественной линии по производству сжиженного природного газа // Нефтегазохимия. – 2015. – № 3. – С. 28–32.
4. Кириллов Н.Г. Сжиженный природный газ // Индустрия. – 2001. – № 4. – С. 59–63.
5. Презентация «Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года. Прогноз по СПГ». ИМЭМО РАН, 31.05.2012, М.: Российское энергетическое агентство, 2012. – 16 с.
6. Заболотский С.А. Сценарии развития экспорта СПГ из США и новые возможности для России // Газовая промышленность – 2014. – № 6. – С. 15–19.
7. Жувакин Д.Ю. Европейский рынок сжиженного природного газа // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 4. – С. 44–47.
8. Симонов К.В. Трубопровод – понятие политическое. Международная жизнь // Нефть в XXI веке. Спецвыпуск. – 2010. – С. 124–132.
9. 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](http://minenergo.gov.ru/cooperation/russia_eu/road_map/index.php)
10. Клинов В., Ревенко Л., Ружинская Т. Мировые товарные рынки и цены. М.: МГИМО-Университет, 2012. – 498 с.
11. Вовк В.С., Никитин Б.А., Новиков А.И. Крупномасштабное производство сжиженного природного газа. М.: Недра, 2011. – 243 с.
12. Голубева И.А., Ключев В.М., Баканев И.А., Дубровина Е.П. Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата // Газовая промышленность. – 2016. – С. 73–78.
13. Отчёт по устойчивому развитию «Сахалин Энерджи» 2012 [электронный ресурс]. URL: <http://www.sakhalineenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp>
14. Голубева И.А., Баканев И.А. Завод по производству СПГ Сахалин-2 // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015 – № 6. – С. 27–37.
15. Сахалин Энерджи – 2008. Обзор деятельности за год [электронный ресурс]. <http://www.sakhalineenergy.ru>
16. Мальшев А. Первый СПГ в России // Нефть России. – 2007. – № 9. – С. 10–11.
17. Лазарев Л.Я. Сжиженный природный газ – топливо и энергоноситель. М.: НПКФ «ЭКИП», 2006. – 205 с.
18. Перспективы и опыт применения СПГ на объектах народного хозяйства. М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 104 с.
19. Ходорков И.Л. Сжиженный природный газ в России. М.: НПКФ «ЭКИП», 2007. – 135 с.
20. Беликов Д., Мордюшенко О. «Газпром» дошёл до Владивостока // Газета «Коммерсант». – № 94 (4635), 27.05.2011. -URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1648160>

21. Мешерин И.В., Казак А.С., Башкин В.Н., Дёмин Д.М. и др. Глобализация рынка природного газа. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 348 с.

22. Концепция внешней политики РФ, утверждённая Президентом РФ В.В. Путиным 12.02. 2013 [электронный ресурс]. URL: [http://http://www.czech.mid.ru /kontsepsiya\\_vneshney\\_politiki\\_rf\\_2013.pdf](http://http://www.czech.mid.ru /kontsepsiya_vneshney_politiki_rf_2013.pdf)

23. Горбачёв С.П., Колосов А.И., Люгай С.В. Оценка эффективности малотоннажного производства СПГ на газораспределительных станциях // Газовая промышленность. – 2008. – № 11. – С. 21–25.

24. Фёдорова Е.Б., Мельников В.Б. Концепция создания отечественной линии по производству сжиженного природного газа // Нефтегазохимия. – 2015. – № 3. – С. 44–53.

---

*Golubeva I.A., Mesherin I.V., Dubrovina E.P.*

(Russian State University of Oil and Gas named I.M. Gubkina, Moscow)

## LIQUEFIED NATURAL GAS PRODUCTION: YESTERDAY, TODAY AND TOMORROW

**Keywords:** liquefied natural gas, source energy, market LNG, large-capacity and small-capacity production LNG, state LNG, project LNG.

**Abstract.** In this review was considered of the most promising types of source energy - liquefied natural gas: history, state and development prospects of the LNG world industry, its advantages and competitiveness. This article described state and development prospects of liquefied natural gas production in Russia as well as large-capacity and small-capacity LNG production today and in the future.

### References

1. Maiores M., Simonov K. Liquefied natural gas – the future of world energy. M.: Alpina Publisher – 2013. – 360 p. (in Russian).

2. Nikitina A.A. BP: Forecast of development world energy to 2035. *Neftgazovaya vertikal' - Oil-gas vertical*, 2015, no. 6, pp. 1–13 (in Russian).

3. Adgiev A.Y., Moreva N.P., Dolinskaya N.I. The concept of creating a domestic production line of liquefied natural gas. *Neftgazokhimiya - Oil and gas chemistry*, 2015, no. 3, pp. 28–32 (in Russian).

4. Kirillov N.G. Liquefied natural gas. *Industriya – Industry*, 2001, no. 4, pp. 59–63 (in Russian).

5. Presentation “Forecast of development world energy and Russia to 2035. Forecast of LNG”. IMEMO RAN, 31.05.2012. Moscow: Russian Energy Agency, 2012, 16 p. (in Russian).

6. Zabolotskiy C.A. LNG exports from the US development scenarios and new opportunities for Russia. *Gazovaya promyshlennost' - Gas industry*, 2014, no. 6, pp. 15–19 (in Russian).

7. Guvakin D.Y. European market liquefied natural gas. *Neft, gaz i biznes - Oil, gas and business*, 2014, no. 4, pp. 44–47 (in Russian).

8. Simonov K.V. Pipeline - political concept. *International Life. Neft' v XXI veke - Petroleum on XXI century. Special Issue*, 2010, pp. 124–132 (in Russian).

9. Road EU-Russia cooperation in the energy card to 2050 [Electronic resource]. URL: [http://minenergo.gov.ru/cooperation/russia\\_eu/road\\_map/index.php](http://minenergo.gov.ru/cooperation/russia_eu/road_map/index.php) (in Russian).

10. Klinov V., Revenko L., Ruginskaya T. World commodity markets and prices. Moscow: MGIMO University, 2012, 498 p. (in Russian).

11. Vovk V.S., Nikitin B.A., Novikov A.I. Large-scale production of liquefied natural gas. Moscow: Nedra, 2011, 243 p. (in Russian).

12. Golubeva I.A., Klyuev V.M., Bakanev I.A., Dubrovina E.P. Features of technology of liquefaction of natural gas in the arctic climate. *Gazovaya promyshlennost' - Gas industry*, 2016, pp. 73–78 (in Russian).

13. Report on Sustainable Development “Sakhalin Energy» 2012 [Electronic resource]. URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media-centre/reports.wbp> (in Russian).

14. Golubeva I.A., Bakanev I.A. The LNG plant Sakhalin-2. *Neftepererabotka i neftekhimiya - Oil refining and petrochemistry*, 2015, no. 6, pp. 27–37 (in Russian).

15. Sakhalin Energy – 2008. Review of activities for the year. [Electronic resource]. URL: <http://www.sakhalinenergy.ru> (in Russian).

16. Malyshev A. First LNG in Russia. *Neft' Rossii - Petroleum of Russia*, 2007, no. 9, pp. 10–11 (in Russian).

17. Lazarev L.Y. Liquefied natural gas – fuel and source of energy. Moscow: NPKF “EKIP”, 2006. 205 p. (in Russian).

18. Perspectives and experiences of LNG use in the national economy objects. Moscow: IRC GAZPROM, 2004. 104 p. (in Russian).

19. Khodorkov I.L. Liquefied natural gas in Russia. Moscow: NPKF “EKIP”, 2007, 135p. (in Russian).

20. Belikov D., Mordyushenko O. «Gazprom» reached to Vladivostok. *Kommersant' newspaper*, no. 94(4635), 27.05.2011. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1648160> (in Russian).

21. Mesherin I.V., Kazak A.S., Bashkin V.N., Demin D.M. Natural Gas Market Globalization. Moscow: Gazprom VNIIGAS, 2011, 348 p. (in Russian).

22. Concept of Foreign Policy of the Russian Federation, approved by the Russian President Vladimir Putin, 12 February 2013 [Electronic resource]. URL: [http://http://www.czech.mid.ru /kontsepsiya\\_vneshney\\_politiki\\_rf\\_2013.pdf](http://http://www.czech.mid.ru /kontsepsiya_vneshney_politiki_rf_2013.pdf) (in Russian).

23. Gorbachev S.P., Kolosov A.I., Lyagai S.V. Evaluating the effectiveness of small-scale LNG production at gas distribution stations. *Gazovaya promyshlennost' - Gas industry*, 2008, no. 11, pp. 21–25 (in Russian).

24. Fedorova E.B., Melnikov V.B. The concept of creating a domestic production line of liquefied natural gas. *Neftgazokhimiya - Oil and gas chemistry*, 2015, no. 3, pp. 44–53 (in Russian).