

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

Громова М.П., к.т.н. Вареничев А.А., к.т.н. Потапов И.И.
(Всероссийский институт научной и технической информации РАН,
ipotapov37@mail.ru)

Рынок сжиженного природного газа (СПГ) становится все более перспективным направлением развития современной энергетики в области энергоресурсов. Природный газ (ПГ) в жидком состоянии занимает примерно в 600 раз меньший объем, чем в газообразном состоянии, что определяет возможность доставки СПГ в любую точку мира и делает его более ликвидным, чем газ, поставляемый по трубопроводам. Основными производителями являются стационарные и плавучие заводы производительностью от 1 до 10 млн. т СПГ. Приводится перечень Российских крупномасштабных проектов СПГ, объектов малотоннажного производства в ряде европейских странах, технологии и условия производства СПГ.

Ключевые слова: Природный газ, сжиженный природный газ, крупнотоннажное, мелкотоннажное производство, страны экспорта, импорта СПГ, технологии производства, транспорт.

CONDITION AND PERSPECTIVES OF PRODUCTION AND USE OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG). ANALYTICAL REVIEW

Gromova M.P., Varenichev A.A., Potapov I.I.

The market for liquefied natural gas (LNG) is becoming increasingly promising direction of development of modern energy in the field of energy. Natural gas (GHG) in the liquid state takes about 600 times less volume than in the gaseous state, which determines the possibility of delivering LNG to any part of the world and makes it more liquid than gas supplied through pipelines. The main producers are stationary and floating plants with a capacity from 1 to 10 million tons of LNG. A list of Russian large-scale LNG projects, small-scale production facilities in a number of European countries, technologies and conditions of LNG production are provided.

Key words: Natural gas, liquefied natural gas, large-tonnage, small-tonnage production, countries of export, import of LNG, production technology, transport

1. Возрастание роли природного газа в энергобезопасности стран

Топливо-энергетический комплекс является одной из основ экономики любой страны. Одним из условий прогресса является правильное распределение и рациональное использование топливо-энергетических ресурсов. Природный газ является для России не просто эффективным энергоресурсом, но важным средством решения многих экономических проблем.

Мировые доказанные запасы природного газа на начало 2017г. составляли 203,2 трлн м³. Обеспеченность мировой добычи запасами в 2016 г. составляла 55 лет. В странах-членах ОПЕК она более, чем в два раза выше. В основных газопотребляющих странах с годовой добычей более 100 млрд.м³ наиболее высокая обеспеченность запасами в Иране (130 лет) и Катаре (132 года). В России и Саудовской Аравии она составляет соответственно 79 и 78 лет. Минимальные значения в этой группе у США (11 лет) и Канады (14 лет) причем примерно половина запасов США приходится на сланцевый газ.

Мировая добыча газа за 2010-2016гг. выросла на 13% (с 3203 до 3696 млрд м³) Наиболее высокий уровень добычи отмечался в Саудовской Аравии (26% мировой, странах бывшего СССР (23%) и на Ближнем Востоке (18%) Три страны – США, Россия и Иран обеспечивают 45% текущей мировой добычи природного газа. На рынки природного газа в 2016г. поступило 1078,5 млрд . м³ газа (в том числе 328 млрд м³ в сжиженном виде (СПГ). В 2016г. Россия по добыче товарного газа (9640,2 млрд м³) занимала второе место после США, а по экспорту газа (208,6 млрд м³) - первое место. [1].

Сдерживающим фактором для поставок природного газа в некоторые страны являются транспортные проблемы. Необходимость строительства весьма протяженных магистральных газопроводов требует решения финансовых, технических и политических задач. Поэтому вполне обоснованной является необходимость создания системы альтернативного трубопроводам варианта транспортировки природного газа в сжиженном виде, хотя практическая реализация этой задачи требует значительных капиталовложений.

Рынок сжиженного природного газа (СПГ) становится все более перспективным направлением развития современной энергетики в области энергоресурсов, несмотря на сложившуюся сложную ситуацию в мировой экономике. Природный газ в жидком состоянии занимает примерно в 600 раз меньший объем, чем в газообразном состоянии, что определяет возможность доставки СПГ в любую точку мира и делает его более ликвидным, чем газ, поставляемый по трубопроводам.

СПГ является самым экологически чистым и безопасным из используемых в настоящее время видов топлива, а это открывает широкие перспективы его использования во многих сферах хозяйства..

В настоящее время роль природного газа, том числе сжиженного, растет и в обеспечении энергетической безопасности стран.

Международное энергетическое агентство (International Energy Agency) дает следующее определение энергетической безопасности: «бесперебойный доступ к источникам энергии по приемлемой цене» [2].

В настоящее время, когда вопросы энергетической безопасности приобрели глобальный масштаб и зачастую переходят в политическое измерение, актуальна для России как никогда тема арктических ресурсов. По современным оценкам, углеводородные запасы в регионе составляют 90 млрд баррелей нефти, 73 трлн кубометров природного газа, 44 млрд баррелей газового конденсата[3].

В России Ямало-Ненецкий автономный округ является основой продвижения нашей страны в Арктику. В настоящее время в ЯНАО практически уже созданы пять новых центров добычи нефти и газа, которые станут основной энергетической безопасности страны[4].

2. Крупнотоннажное производство СПГ

В результате экономического подъема 2000-2007гг. были обеспечены устойчивые темпы роста экспортно-импортных потоков СПГ, значительно увеличились мировые мощности по сжижению, что активизировало мировой рынок СПГ. Фаза подъема 2000-2007гг. явилась толчком для всего последующего развития сегмента СПГ на мировом рынке. В значительной степени этому способствовал рост импорта СПГ в США. К 2007г. США стали четвертыми мировыми импортерами СПГ (после Японии, Южной Кореи и Испании), но в 2008г.в результате финансового кризиса импорт упал практически в два раза – с 15,08 до 7,11 млн т СПГ.

Экономический кризис 2008г., падение и коррекция цен на СПГ, спад спроса уже не могли остановить процесс роста производства СПГ. При этом неопределенность временных границ выхода из кризиса стала причиной значительной волатильности в сегменте СПГ на новом деловом цикле с 2012 г.

Ситуация с российскими проектами крупнотоннажного СПГ, включая фазу подъема 2000 – 2007гг. отличалась от мировых тенденций.

Всего было заявлено 8 проектов крупномасштабного СПГ (Табл.1)

(К крупнотоннажным заводам в соответствии со сложившейся практикой причисляются заводы производительностью свыше 1 млн. т/год).

Таблица 1

Российские крупномасштабные проекты СПГ [5],[6]

Проект	Состояние	Проектная мощность млн т СПГ/год
Сахалин-2	Действующий: 1-я линия, 2009 2-я линия, 2010, 3-я линия, план После 2023	9,6 (2×4,8) 10,8 после модернизации
Штокмановский	ОИР- 2012 Приостановлен в 2013	51,5 три фазы
Печера СПГ	Pre-feed, 2017, план – после 2030	8-10 (2×4,5)
Ямал СПГ*	Действующий: 1-я линия, 2017, 2-я линия-2018, 3-я линия - 2018	16,5 (3×5,5)
Владивосток СПГ	ОИР первого этапа – 2014 Приостановлен в 2015	10(2×5)
Дальневосточный СПГ	Pre-feed, 2017, план – после 2030	10(2×5)
Балтийский СПГ	Pre-feed, 2018, план – 2020 [7], 2023 [6]	10(2×5)
Арктик-СПГ2**	Pre-feed 2018, план – после 2023	19.8(6,6×3)

*Изначально планировалось строительство трех очередей Ямал- СПГ, но компанией НОВАТЭК было заявлено о намерении запустить в конце 2019г. четвертую линию завода мощностью 1 млн т /год. На этой линии будет использовано оборудование российских производителей, а также применяться инновационная технология сжижения газа, запатентованная компанией НОВАТЭК. Отличительная особенность технологии – использование холода окружающей среды.

**Компания НОВАТЭК намерена начать возведение первой производственной линии проекта Арктик СПГ-2 в 2019г. Проект будет реализован на базе Утреннего месторождения, расположенного на Гыданском полуострове. По сообщению Агентства нефтегазовой информации завод планируется построить из трех технологических линий мощностью 6,6 млн т /год каждая. Планируемый срок запуска первой линии - 2022-2023гг. с последующим вводом в производство остальных линий в 2024 и 2025 гг.

Базовые проблемы российских проектов крупнотоннажного СПГ в условиях существующей нестабильности сегмента СПГ на мировом рынке природного газа (ПГ) определяют долгосрочное отставание России.

Все крупные СПГ-проекты экспортноориентированы. Основными участниками рынка являются Газпром, Роснефть и НОВАТЭК. Только эти проекты по закону «Об экспорте газа» имеют право на поставки сжиженного газа на внешние рынки. Экономические санкции США и ЕС не касаются сотрудничества в газовой сфере в целом, но под их действие попадают Роснефть и Газпром в связи с чем возникают проблемы с привлечением иностранных инвестиций.

Кроме того, существует еще одна существенная проблема – зависимость от иностранных технологий. Неустойчивость внешнеполитической обстановки влечет за собой риски срыва планов российских компаний по выходу на рынки СПГ, в связи с чем вопрос импортозамещения является стратегическим для развития крупных СПГ-проектов.[8].

Уже в ближайшие годы уровень производства СПГ может превысить уровень его потребления, что приведет к созданию рынка покупателя и усилению конкуренции между производителями СПГ. В данных условиях для создания конкурентоспособного продукта возрастает роль уменьшения себестоимости производства СПГ.

С организационной точки зрения проект крупномасштабного производства включает четыре базовые составляющие, в числе которых:

- управление проектом, планирование и инвестиции;
- маркетинг и транспортировка;
- ресурсная база (добыча);
- техника и технология крупномасштабного производства СПГ.

Все четыре составляющие целесообразно рассматривать как направления оптимизации проекта СПГ с точки зрения снижения себестоимости производства и повышения экономической эффективности [9].

Возможная структура технологических направлений оптимизации включает увеличение произведенного количества СПГ с единицы установленной мощности завода:

- Выбор оптимальной для данных климатических условий технологии сжижения.

Опыт показывает, что для повышения эффективности проекта при наличии источников сырьевого газа для дополнительного производства СПГ в зимний период и рынка сбыта целесообразно выбрать цикл сжижения на смесевых хладагентах. Это подтверждается работой завода Сахалин-2, использующего цикл сжижения на смесевых хладагентах DMR, который при номинальной мощности 9,6 Мт/год фактически производит на 12% больше – 10,8 Мт/год, что существенно улучшает экономические показатели проекта.

- Выбор среды для охлаждения теплообменников хладагента.

Традиционное использование воздушного охлаждения теплообменников хладагента приводит к снижению производительности и повышению энергозатрат на единицу произведенного СПГ в летний период.

Более привлекательно выглядит охлаждение морской водой, забираемой с глубины. На Арктическом шельфе России среднегодовая температура глубинной воды около 2°C, что создает предпосылки для снижения энергопотребления и увеличения производительности по СПГ для данной установленной мощности в летний период. Охлаждение морской водой способствует компактности теплообменников в летний период, но не

полностью использует потенциал низких температур окружающей среды в зимний период. Производительность завода в зимний период можно дополнительно увеличить, используя гибридную систему охлаждения: водой – в летний период и воздухом – в зимний. Для выбора оптимальной охлаждающей среды необходимо для каждого проекта проводить оценку экономической эффективности для всех вариантов охлаждения.

- Выбор типа привода главных компрессоров хладагента

Традиционно для этого использовались сначала паровые, потом газовые турбины. В последние годы с разработкой электродвигателей большой мощности (до 80 мВт) на новых заводах СПГ стало возможным использование электрического привода. Благодаря большей эксплуатационной готовности и меньшему времени на плановое обслуживание электрический привод способствует сокращению периодов простоя линии в год и тем самым увеличению годовой производительности линии.

- Выбор производительности технологической линии с учетом масштабного фактора.

Влияние масштабного фактора можно проиллюстрировать сравнением стоимости плавучего завода СПГ средней (2,0-2,5 млн т/год) и большой (6 млн т/год) производительности. Полная стоимость завода большой производительности превышает стоимость завода средней производительности. Но ключевой фактор экономической эффективности – удельная стоимость на единицу произведенного СПГ для завода большой производительности примерно на 30% ниже.

- Снижение стоимости природного газа, подаваемого на сжижение.

Снизить стоимость СПГ можно также за счет уменьшения протяженности трубопровода от месторождения до завода СПГ либо за счет исключения трубопровода в случае применения плавучих заводов (ПЗ) СПГ, размещенных непосредственно над месторождением.

- Оптимизация работ при строительстве заводов СПГ.

В настоящее время наиболее прогрессивным считается блочно-модульный принцип сборки заводов СПГ. Интересным с точки зрения оптимизации проектов заводов СПГ является предложение компаний KBR и Kverner использовать бетонные основания гравитационного типа для строительства заводов СПГ в прибрежной зоне арктических морей.

В крупномасштабных технологических процессах сжижение ПГ осуществляется двумя способами: каскадным (каскад «пропан-этилен-метан») или с внешним источником охлаждения в виде замкнутых холодильных циклов с использованием смешанных хладагентов.

Анализ информации по технологиям сжижения ПГ показал, что более 80% действующих заводов по производству СПГ применяют смешанный хладагент с предварительным охлаждением (C5MR), четверть приходится на модификации данной технологии (AP-X b Split MR)[10].

Недавно разработанную технологию C5MR AP-X следует рассматривать как крупнотоннажную модификацию процесса C5MR позволяющую строить технологические линии производительностью свыше 5 млн. т/год за счет применения дополнительного азотного цикла для переохлаждения газа и более мощного привода. Еще одной технологией, используемой в последних проектах заводов СПГ является метод двухконтурного охлаждения смешанным хладагентом DMR. Проведенный сравнительный анализ технологий C5MR AP-X и DMR показал, что энергетическая нагрузка зависит только от контура предварительного охлаждения. Существенное различие технологий заключается в упрощении контура предварительного охла-

ждения по технологии DMR, его высокой гибкости к изменению условий окружающей среды [10].

Процессы сжижения газа по технологии американской компании Air Products составили 73% всех процессов СПГ, в том числе доля процесса СЗМР достигла 43%. Эта технология выбрана для завода Ямал СПГ [11].

По некоторым оценкам [6] после запуска всех линий Ямал - СПГ суммарная мощность российских крупнотоннажных СПГ-производств достигнет 28,2 млн. т, что сопоставимо с действующими предприятиями в Малайзии и Индонезии.

В условиях повышения конкуренции в сегменте СПГ успешность крупнотоннажных проектов зависит от интеграции с малотоннажными проектами СПГ, что обеспечит развитие газомоторного топлива всех видов транспорта - морского, автомобильного, железнодорожного и авиации, для автономной газификации удаленных и труднодоступных для трубопроводного транспорта районов или из-за действующих экологических ограничений хозяйственной деятельности, а также в качестве базовой структуры автономных энергетических кластеров [5].

Среди наиболее вероятных новых производств – проект Арктик-СПГ2 (НОВАТЭК) Он включает в себя три линии по 6,6 млн т каждая. Ресурсной базой должно послужить месторождение Утреннее, расположенное на полуострове Гыдан. Данный проект предусматривает строительство завода по сжижению на основаниях гравитационного типа. Это, как ожидается, позволит снизить капитальные затраты на 30%. Кроме того, основываясь на имеющейся ресурсной базе, НОВАТЭК рассматривает возможность реализации проектов Арктик-СПГ1 и Арктик-СПГ3. Их предполагаемая мощность также 19,8 млн т/год каждый [6].

Мировой рынок технологий крупнотоннажного СПГ имеет высокую концентрацию. Так, 76% мощностей построено на технологиях Air Products (США), а свыше 90% рынка приходится на технологии двух американских компаний - Air Products и ConocoPhillips. В 2018г. НОВАТЭК запатентовал собственную технологию сжижения. Она позволяет оптимально использовать холодный климат региона, (производство СПГ при низких температурах примерно на 10% дешевле, чем в теплых странах)[12]. После апробации в рамках четвертой линии Ямал-СПГ, она может быть использована для новых арктических проектов компании. При этом здесь возможны два направления. Во-первых, попытка увеличить мощность единичной линии, перейдя к к полноценному крупнотоннажному сжижению. Во-вторых, создание крупнотоннажного завода на базе серии из среднетоннажных линий.

Вообще , одним из путей решения проблемы технологической зависимости – организация крупнотоннажного экспортного производства СПГ на основе линий среднетоннажного сжижения. Разработать собственную технологию среднетоннажного сжижения проще, чем крупнотоннажную, тем более , что в России производятся заводы малотоннажного СПГ мощностью до 50 тыс.т, которые, в том числе, экспортируются в Китай.

3. Малотоннажный СПГ

Согласно исследованию, проведенному компанией Vostock Capital [8], ситуация с малотоннажными СПГ-проектами противоположна той, которая сложилась на рынке крупнотоннажного СПГ. В отсутствие рынка СПГ в России отечественные компании поставляют криогенные мини-установки за рубеж (в частности, в Китай).

Малотоннажными считаются заводы производительностью СПГ до 1 млн т/год.

Основными конкурентами малотоннажных СПГ-заводов в топливно-энергетических балансах регионов России являются дизель – заправка авто- и железнодорожного транспорта, и дизель и мазут в качестве топлива для электростанций и котельных. По оценкам [13] потенциал рынка СПГ для газоснабжения автономных потребителей газа достигнет 4,6 млн. т/год. Еще 1 млн т/год – потенциал СПГ как резервного и аварийного топлива. В 30 регионах России возможна газификация с использованием СПГ отдаленных районов. При этом наиболее эффективно газифицировать районные центры.

К 2030г. планируется использование СПГ на внутреннем рынке в качестве моторного топлива в объеме до 5,4 млн. т/год в следующих сегментах транспорта.

- магистральный автомобильный транспорт – 1,7 млн. т/год
- водный транспорт – 1,35 млн. т/год
- карьерная техника – 1,2 млн. т/год
- железнодорожный транспорт – 0,75 млн. т/год
- сельскохозяйственная техника – 0,4 млн. т/год

Таким образом, к 2030г. более 15% всего объема традиционного топлива, потребляемого в указанных сегментах транспорта может быть замещено СПГ.

В настоящее время в мире продолжается развитие сегмента газового рынка, связанного с использованием малотоннажного СПГ. Россия с ее обширными территориями, значительным удалением промышленных и населенных центров друг от друга, протяженностью транспортных путей также должна быть заинтересована в развитии СПГ- рынка.

Учитывая, что проекты крупнотоннажного экспортного СПГ требуют значительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат, а падение мировых цен на нефть влечет за собой падение цен на СПГ, под угрозу попадает окупаемость инвестиций, вложенных в данные проекты, особенно в дорогостоящие арктические. Все это привело к замораживанию российских крупнотоннажных экспортных проектов СПГ (Штокман СПГ, Дальневосточный СПГ, Владивосток СПГ, Печора СПГ, Балтийский СПГ) [8].

Инвестиции в строительство малотоннажных заводов в 100-1000 раз меньше инвестиций в строительство крупнотоннажных заводов СПГ, удельная стоимость строительства в 2-3 раза меньше [14].

Объем запасов ПГ на разрабатываемом месторождении играет важную роль в определении количества инвестиций как на стадии разведки и добычи ПГ, так и на стадии производства СПГ. Кроме того, малотоннажное производство СПГ представляет значительный интерес при освоении мало-ресурсных месторождений ПГ, доля которых от общего числа месторождений ПГ в мире и в России составляет около 80% [14].

По прогнозам к 2030г. объем мирового рынка малотоннажного СПГ может вырасти до 100 млн т/год.

На сегодняшний день инфраструктура малотоннажного СПГ включает в себя технологические установки со следующими функциями:

- загрузка СПГ на малотоннажный суда-газовозы и бункеровщики;
- залив СПГ в фуры и цистерны;
- перегрузка методом «судно – судно» или на бункеровочную баржу
- залив СПГ в железнодорожные вагоны-цистерны.

Сжиженный газ доступен во всех прибрежных странах Европы, имеющих импортные терминалы. Возможность развития инфраструктуры мало-

тоннажного СПГ также непосредственно связана с наличием такого терминала (табл. 2)

Ввиду того, что СПГ находит применение в нескольких новых сегментах (автономная газификация, автомобильный и судовой транспорт), европейские операторы регазификационных терминалов приняли ряд технологических решений с целью улучшения обслуживания различных категорий потребителей. В дополнение к обычным установкам по разгрузке крупных СПГ-танкеров и по регазификации практически все новые импортные терминалы планируют строительство объектов с учетом малотоннажного функционала. В частности, это причалы для бункеровочных судов и эстакады погрузки СПГ в фуры-цистерны. В то же время проводится дооснащение старых терминалов новым оборудованием.

Таблица 2

Объекты инфраструктуры малотоннажного СПГ в отдельных европейских странах [15]

Количество объектов малотоннажного СПГ	Действует	Строится	В планах
Испания	43	1	4
Великобритания	40	-	8
Норвегия	32	-	-
Нидерланды	31	-	17
Франция	17	-	29
Италия	14	2	2
Швеция	13	2	3
Германия	10	5	6
Португалия	9	-	3
Бельгия	6	3	1

По данным Европейской аналитической организации Gas Infrastructure Europe за последние два года произошел значительный рост инфраструктуры малотоннажного СПГ. По состоянию на конец 2017 г. в эксплуатации находилось 25 установок, осуществляющих налив СПГ в фуры-цистерны (на 32% больше, чем годом ранее). На стадии строительства и планирования – еще 14 установок. Кроме того, функционируют 15 установок по загрузке СПГ на малотоннажные суда-бункеровщики, на стадии строительства и проектирования – 22 установки. Некоторые терминалы дополнительно к перечисленному планируют сооружение железнодорожных эстакад.

На сегодняшний день в Европе действуют более 160 заправочных станций СПГ, более 160 заправочных станций, более 60 строятся или находятся на стадии проектирования (табл. 3).

На терминалах Северо-Западной Европы сформировался активный рынок отгрузок СПГ в фуры-цистерны. Отгрузки имеют выраженный сезонный характер – зимний спрос примерно в два раза превышает летний.

Основными потребителями этого СПГ являются объекты децентрализованного газоснабжения, однако растет и доля использования сжиженного газа в качестве газомоторного топлива. По данным европейских агентств, автопарк СПГ составляет около 2000 грузовых автомобилей. Потребление

сжиженного газа автотранспортным сектором достигло 70 тыс.т/ что эквивалентно 100 млн м³ газа. Ряд судостроительных компаний приступил к проектированию и созданию судов, использующих СПГ в качестве топлива.

Европейская комиссия инициировала рассмотрение вопроса о строительстве терминалов вдоль речного маршрута Рейн-Майн-Дунай. Это позволит обеспечить удобный доступ к сжиженному газу в центральных районах Европы, удаленных от импортных терминалов на морском побережье.

Таблица 3

Динамика количества объектов по использованию СПГ в Европе [15]

Тип установки	Действующие на конец 2017г.	Изменение в 2016-2017 гг.	Строится	В планах
СПГ-терминалы (большие и малые) Погрузка с терминала на судно	19	н/д	6	12
Перегрузка с судна на судно	7	н/д	-	4
Погрузка на малотоннажные суда	15	+67%	10	12
Налив в фуры	25	+32%	7	7
Налив в ж/д цистерны	-	-	-	5
Малые установки по сжигению	21	-5%	н/д	5
Бункеровочные комплексы	39	+50%	12	12
Бункеровочные суда и баржи	11	+120%	1	6
Заправки для фур	167	+139%	8	63
Малые установки регазификации	Менее 1000	н/д	н/д	н/д

В 2013г. страны Евросоюза приняли экономическую транспортную стратегию TEN-T, в рамках которой Еврокомиссия предоставляет финансовую поддержку строительству инфраструктуры СПГ, в том числе в коридоре Рейн-Майн-Дунай. Ожидается, что сжиженный газ будет стоить в полтора раза дешевле дизельного топлива и это станет стимулом для транспортных компаний переходить на данный вид горючего.

На сегодняшний день существуют незанятые рынки малотоннажного СПГ (в первую очередь, в качестве топлива).

В России ведется реализация нескольких «малых» СПГ- проектов:

- терминал «Балтика-СПГ» мощностью 10 млн т/год (планируемый ввод в эксплуатацию – 2021г.) в районе порта Усть-Луга (Ленинградская область);
- завод СПГ на базе компрессорной станции Портвовой, мощностью 1,5 млн т/год в Выборгском районе и плавучая станция «Маршал Василевский» в Калининградской области;
- завод СПГ мощностью 2 млн т/год в г. Высоцке.

В настоящее время экспортные поставки российского «малого» СПГ осуществляются фурами с заводов, расположенных в Калининграде и Пскове, в Балтийские страны: Польшу, Литву, Латвию и Эстонию.

В 2016г. «Газпром» совместно с компанией Gasunie приступил к осуществлению пилотного проекта по созданию приемных терминалов малой

тоннажности в портах Росток (Германия) и Роттердам (Нидерланды). В порту Роттердам в том же году была осуществлена первая бункеровка СПГ. Таким образом, российские компании пытаются адаптироваться к новым реалиям газового рынка на Балтике и в Северном море.

При создании и развитии рынка малотоннажного СПГ для речного маршрута Рейн-Майн-Дунай Россия имеет большие преимущества перед другими прибрежными странами-поставщиками СПГ. В ее пользу действуют такие факторы, как возможность выхода в Черное море без привлечения транзитных стран и развитость газотранспортной системы в районе восточного побережья Черного моря. Ранее здесь была сооружена сеть магистральных газопроводов с целью подачи газа для заполнения труб «Голубого потока» и «Турецкого потока» («Южного потока»). Благодаря сооружению малотоннажного СПГ-завода с выходом в Черное море у России появится возможность занять несколько рыночных ниш, в настоящее время относительно свободных и малоразвитых.

Малотоннажное производство СПГ становится все более самостоятельным сегментом газового бизнеса. Развивая его, российские компании выходят на европейский рынок с новым продуктом, конкурентоспособным по сравнению с традиционно используемыми энергоносителями, в том числе мазутом и дизельным топливом.

Для импорта или экспорта СПГ, в особенности для обеспечения базовой нагрузки с 1960гг. газ, в основном, сжижался на заводах, расположенных на суше. С учетом постоянного изменения динамики рыночного спроса и предложения во всем мире начинают вводить в эксплуатацию плавучие заводы СПГ, которые располагаются на шельфе или в прибрежной зоне, при этом особое внимание уделяется снижению проектных расходов, повышению эффективности эксплуатации и сокращению сроков строительства. Почти два десятилетия назад были построены первые плавучие заводы СПГ (FLNG) [16]. Концепция плавучего завода СПГ основана на применении традиционных опорных блоков на мелководных акваториях с глубиной до 60 м. В первую очередь они предназначены для двух сегментов отрасли: для производства в объемах от 1 до 5 млн. т/год и для размещения между прибрежной зоной и глубоководными акваториями.

Первый плавучий завод для глубоководных акваторий был введен в эксплуатацию в 2017г.[17].

Для осуществления поставок продукции заводы СПГ на суше и плавучие заводы СПГ могут сильно отличаться по мощности, сложности, стоимости и срокам ввода в эксплуатацию.

С целью снижения стоимости ввода в эксплуатацию плавучих СПГ заводов предложен вариант СПГ-завода на основе переоборудованных танкеров-газовозов, что делает возможным доступ к труднодоступным месторождениям и возможность передислокации, когда запасы месторождения будут истощены. Плавучие СПГ-заводы на переоборудованных танкерах-газовозах вполне могут конкурировать с СПГ-заводами на суше, если запасы газа на труднодоступном морском месторождении составляют не менее 57 млрд. м³ газа, а акватория характеризуется спокойной волновой обстановкой [18].

Новая конкурентоспособная альтернатива – концепция размещения завода по сжижению и хранению СПГ на стационарных платформах (PLNG) для решения вопроса средних объемов экспорта СПГ [17].

Завод СПГ на платформах состоит из нескольких, соединенных между собой мостами стационарных платформ, на которых можно разместить установки по предварительной подготовке газа, его сжижению, хранению и

отгрузке, а также инженерные коммуникации, факельную установку и жилые блоки.

Глубина воды актуальна для всех сооружений на шельфе. Плавуние заводы СПГ для глубоководных акваторий рассчитаны на полностью автономное плавание на шельфе при глубине воды более 60 м. FLNG для прибрежных вод могут иметь корпус по типу судна или баржи. На них может выполняться сжижение ПГ либо с применением технологии предварительной обработки газа, либо без нее. Некоторые особенности узлов сопряжения плавающих заводов СПГ делают их отчасти схожими с береговыми компонентами. Так, например, глубина воды диктуется требованиями к проектной осадке судов-газовозов, которые могут причаливать к прибрежному FLNG под погрузку. Для заводов СПГ на платформах нет ограничений, которые имеются для прибрежных и глубоководных плавающих заводов СПГ на акваториях с глубиной воды 60 м и меньше.

На территории РФ существует ряд регионов, которые могут рассматриваться в качестве якорных центров СПГ-проектов [13].

Наиболее развитым центром является регион Балтийского моря, где действует несколько малотоннажных заводов СПГ и ожидается строительство нового, мощностью 660 тыс. т/год в г. Высоцке. Регион является привлекательным с точки зрения использования СПГ на морском и автомобильном транспорте.

Литература

1. *Высоцкий В.* Нефтегазовая промышленность мира // Информационно-аналитический обзор. М.- 2017.- 59 с.
2. *Телегина Е., Федорова В.* Сжиженный природный газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе: обеспечение энергетической безопасности и возможности экспорта для России // Нефть, газ и бизнес.- 2017.- №7.- С. 41-50.
3. Международное сотрудничество, безопасность энергетических проектов и транспорта в Арктике // По материалам встречи в Саббете, от редакции. Арктические ведомости.- 2017. №4. - С.4-9.
4. *Кобылкин Д.* Ямал – это опора российской Арктики // Арктические ведомости. -2017.-№4. – С. 10-13.
5. *Миславский С.* Путь России: сжиженный природный газ // Газовый бизнес.- 2018.- №2.- С.34-39.
6. *Собко А.* Россия перед рывком // Нефтегазовый вестник.- 2018.- №11 (435).- С. 31-37.
7. *Рогинский С.* ESCAPE: внешние и внутренние аспекты // Нефтегазовая вертикаль.- 2018.- № 17 (439).- С.39-46.
8. *Звуйковский Н.* Сдержанный оптимизм // Oil & Gas J. Rus.- 2017.- №3 (102).- С. 50-54.
9. *Гречко А.*Новиков. Возможные направления оптимизации проектов крупнотоннажного производства сжиженного природного газа // Газовая промышленность. – 2017.- №6.- С. 74-80.
10. *Василевич В., Федосеев П., Бричка К., Шотиди К.* Сравнительный анализ современных технологий крупнотоннажного производства сжиженного природного газа. // Газовая промышленность. - 2017.- №9 (757). - С.52-57.
11. *Черняк А.* Зеленый свет для СПГ // Нефть России,– 2018. - июль-август.- С.44-45.

12. *Фридман А.* Запуск «Ямал СПГ» - важнейший шаг в освоении Арктики // Нефть и газ Сибири.- 2018.- №1.- С.16-17.
13. *Карасевич В., Руденко С., Спасов Я.* Важная государственная задача // Газовый бизнес.- 2018. -№ 2.- С.40-43.
14. *Рачевский Е., Черемных О.* Целесообразность экспорта сжиженного природного газа с малотоннажных заводов СПГ // Газовая промышленность. – 2017.- №6 (753).- С. 82-84.
15. *Сергаева А., Хауг А.* Малый СПГ для Европы // Нефть России. – 2018.- №5.- С.15-19.
16. *М. Ван Дер Мерве.* Кульминационный момент для операций плавучих заводов по производству СПГ. // Нефтегазовые технологии и аналитика. – 2017.- №6.- С. 62-65.
17. *Наранхо М., Катберт Л.* Концепция СПГ-терминала на стационарной платформе. // Offshore Russia 2(20)/ Vfq.- 2018.- С. 24-29.
18. *Скотт Д.* Плавучий СПГ – из газозова // Oil & Gas J. Rus. - 2018. - №9 (129). - С.94-100.