



Россия перед рывком

Наша страна имеет все шансы занять лидирующие позиции на глобальном рынке СПГ

АЛЕКСАНДР СОБКО

Энергетический центр МШУ СКОЛКОВО

В ближайшие полтора десятилетия Россия планирует значительно нарастить свои мощности по крупнотоннажному сжижению газа, войдя в четверку ведущих производителей СПГ. Сейчас в нашей стране работают две линии завода «Сахалин-2» и первая линия «Ямал-СПГ» суммарной производительностью 16,3 млн тонн. К началу 2030-х годов при удачном стечении обстоятельств в России может быть до 80 млн тонн мощностей по сжижению.

Момент выбран удачно: мировой рынок СПГ динамично развивается, а «навес» из избытка мощностей (который может случиться к 2020 году) в любом случае исчезнет к 2023 году, ведь новые инвестиционные решения сейчас почти не принимаются. Однако основная проблема для нашей страны – зависимость от западных технологий и оборудования по сжижению. Решение этой задачи во многом определит и успех, и суммарный выигрыш для экономики нашей страны от масштабного выхода на мировые рынки СПГ.

Статья подготовлена по результатам исследования энергетического центра МШУ СКОЛКОВО «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей», апрель 2018

ЧТО ЕСТЬ И ЧТО БУДЕТ

В России действуют и запланированы к строительству шесть заводов по сжижению природного газа (см. «Основные российские СПГ-проекты»). После запуска второй, третьей и четвертой линий «Ямал-СПГ» (ориентировочно до конца 2019 года) суммарная мощность российских крупнотоннажных СПГ-производств достигнет 28,2 млн тонн – это уже сопоставимо с действующими предприятиями в Малайзии или в Индонезии.

Что дальше? У «Газпрома» в планах два крупнотоннажных проекта. В рамках «Сахалина-2» уже много лет обсуждается возможность сооружения третьей линии СПГ-завода мощностью 5,4 млн тонн. Будучи проектом brownfield (расширение действующего предприятия), этот проект имеет самую низкую себестоимость среди новых заводов по сжижению газа в России. Однако его реализации мешает нерешенная проблема с ресурсной базой. Кроме того, обсуждается проект «Балтийский СПГ», предполагающий в качестве источника сырья газ из Единой системы газоснабжения.

«Роснефть» сохраняет планы по строительству собственного СПГ-производства («Дальневосточный СПГ»). Но это относительно небольшой (5 млн тонн) проект greenfield, что делает себестоимость сжиженного газа достаточно высокой. Также компания рассматривает проект «Печора СПГ» на базе

Кумжинского и Коровинского месторождений, тут пока определенности немного.

Среди наиболее вероятных новых производств – проект «Арктик СПГ-2» (НОВАТЭК). Он включает в себя три линии по 6,6 млн тонн каждая. Ресурсной базой должно послужить месторождение Утреннее, расположенное на полуострове Гыдан.

Данный проект предполагает строительство завода по сжижению газа не на суше, а на основаниях гравитационного типа (300 метров в длину и 150 метров в ширину). Это, как ожидается, позволит снизить капитальные затраты на 30%. FEED проекта будет завершен в конце 2018 года. Целевая стоимость единицы мощности находится в диапазоне \$650–750/т.

Кроме того, сооружение завода СПГ на платформах позволит снизить затраты на логистику и установить основное оборудование «удаленно» – производственные линии будут созданы в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области.

Более того, основываясь на имеющейся ресурсной базе на полуостровах Ямал и Гыдан, НОВАТЭК рассматривает возможность реализации проектов «Арктик СПГ-1» и «Арктик СПГ-3». Их предполагаемая мощность – также по 19,8 млн тонн каждый. В итоге суммарная производительность заводов компании в регионе может достичь 76,8 млн тонн, что со-

ОСНОВНЫЕ РОССИЙСКИЕ СПГ-ПРОЕКТЫ (КРУПНОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО)

Завод	Мощность, млн т / год	Год запуска	Статус	Акционеры
«Сахалин-2» Т1, Т2	10,8 (после модернизации)	2009	Действующий	«Газпром» (50%), Shell (27,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)
«Сахалин-2» Т3	5,4	После 2023	Проект	«Газпром» (50%), Shell (27,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)
«Ямал-СПГ» Т1	5,5	2018	Действующий	НОВАТЭК (50,1%), Total (20%), CNPC (20%), Фонд шелкового пути (9,9%)
«Ямал-СПГ» Т2, Т3 + Т4	5,5*2 + 0,9	2018, 2019	Строится	НОВАТЭК (50,1%), Total (20%), CNPC (20%), Фонд шелкового пути (9,9%)
«Арктик СПГ-2» Т1 – Т3	6,6*3	После 2023	Проект	НОВАТЭК и партнеры
«Балтийский СПГ»	10	После 2023	Проект	«Газпром», Shell
«Дальневосточный СПГ»	5	После 2030 (?)	Проект	«Роснефть», ExxonMobil
«Печора СПГ»	до 10	После 2030 (?)	Проект	«Роснефть», АЛЛТЕК

Источник: «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей», апрель 2018, Энергетический центр МШУ СКОЛКОВО

поставимо с действующими мощностями Катара. Но ясно, что до реализации этих амбициозных планов нужно проделать длинный путь.

Так или иначе, на основании текущей ситуации и заявлений представителей компаний возможные суммарные мощности по производству СПГ в России к началу 2030-х годов можно оценить в 60–80 млн тонн. Хотя понятно, что это предварительная оценка. Некоторые из наиболее сложных проектов могут оказаться нереализованными. При этом вероятно появление новых, пока не анонсированных производств (в первую очередь, в рамках монетизации газовых запасов компании НОВАТЭК на Ямале и Гыдане).

После запуска всех линий «Ямал-СПГ» суммарная мощность российских крупнотоннажных СПГ-производств достигнет 28,2 млн тонн, что сопоставимо с действующими предприятиями в Малайзии и Индонезии

В результате ожидаемого рывка на рынке СПГ наша страна к 2030–2035 годам должна войти четверку крупнейших производителей сжиженного газа, наряду с Катаром, Австралией и США.

ВЫЗОВЫ И ПРОБЛЕМЫ

На этом фоне перед российской СПГ-индустрией стоит сразу несколько проблем. Прежде всего, не-

обходимо сохранить конкурентоспособность наших поставок по сравнению со сжиженным газом из других стран.

Анализ конкурентоспособности отечественного СПГ говорит о том, что он является крепким середнячком среди конкурентов. В плане полной себестоимости производства и доставки российские компании не являются замыкающими поставщиками – новые австралийские проекты имеют заметно более высокие затраты (см. «*Полные затраты на поставки СПГ в АТР*»).

Дешевый в добыче газ служит важнейшим преимуществом и фактором конкурентоспособности российского СПГ. Слабыми сторонами являются высокая стоимость доставки на рынки АТР (для проектов на Балтике, а главное – в Арктике, где и ожидается основной прирост мощностей), а также отсутствие собственных технологий сжижения и производства необходимого сопутствующего оборудования. Кроме того, учитывая значительную долю расходов на транспортировку в конечной себестоимости продукции, актуальным является создание собственного производства газозовозов.

Можно ожидать, что стоимость СПГ на азиатских рынках в среднесрочной перспективе будет находиться на уровне \$8/млн БТЕ. Между тем только себестоимость сжижения (где основной вклад – капитальные затраты) для российских проектов составляет \$3,5–4/млн БТЕ. Еще свыше \$2/млн БТЕ – расходы на транспортировку в Азию. При этом в стоимости завода по сжижению экстремально велика доля затрат на импортные комплектующие. Да и газозовы Россия пока тоже вынуждена заказывать на южнокорейских верфях. И если при цене СПГ на уровне \$15/млн БТЕ (как было несколько лет назад) можно было не об-

ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ПОСТАВКИ СПГ В АТР (ШАНХАЙ, КНР) В 2025 г.



Источник: «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей», апрель 2018, Энергетический центр МШУ СКОЛКОВО

ращать внимания на высокую долю иностранных комплектующих, то сейчас возникает закономерный вопрос, в чем же для России смысл экспорта СПГ. Ведь большая часть стоимости возвращается на зарубежные рынки в виде оплаты за оборудование. И это не говоря о возможных новых санкциях, которые могут поставить под вопрос саму возможность его покупки. Все это актуализирует разработку собственных технологий сжижения СПГ или локализацию зарубежных решений.

Вообще мировой рынок технологий крупнотоннажного сжижения 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 (см. «Типы технологий, применяемых при крупнотоннажном сжижении СПГ»). Оставшаяся часть принадлежит технологиям Shell и Linde – партнерам НОВАТЭКа и «Газпрома», соответственно. Shell использовала собственную технологию DMR на заводе «Сахалин-2», и, вероятно, она же будет применяться при расширении предприятия и при строительстве завода «Балтийский СПГ».

На «Ямал-СПГ» использовалась технология C3MR компании Air Products, но в рамках «Арктик СПГ-2» планируется применить технологию Linde, с которой НОВАТЭК уже подписал соглашение о стратегическом сотрудничестве.

В настоящий момент остается неясным, в какой степени использование иностранных технологий сжижения будет сопровождаться локализацией производства оборудования или передачей лицензий. В то же время обращает на себя внимание то, что оба иностранных партнера, с которыми планируют сотрудничать «Газпром» и НОВАТЭК, имеют

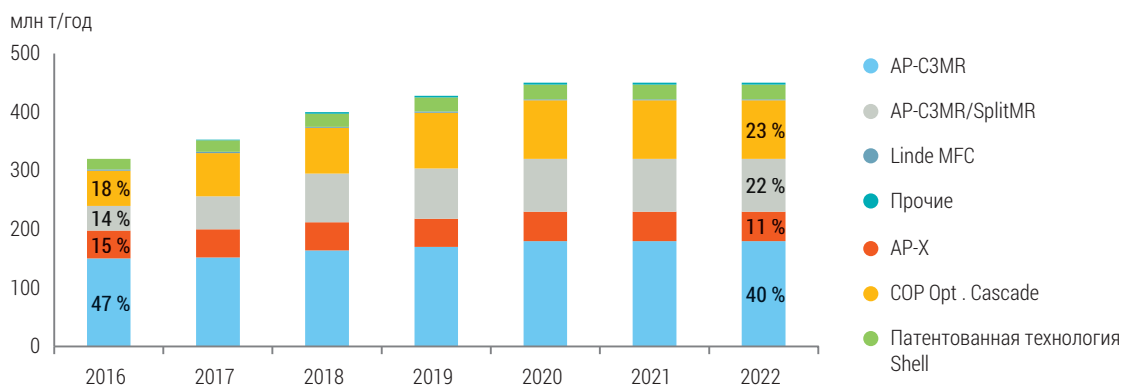
небольшую долю на мировом рынке сжижения. Следовательно, они заинтересованы в ее расширении и создании новых референтных производств. В этих условиях есть основания надеяться, что российским и иностранным компаниям удастся договориться о создании совместных предприятий. Ведь зарубежные партнеры заинтересованы в доработке своих технологий и анализе специфики их работы на новых российских заводах. Особенно это актуально для Linde, так как референтных крупнотоннажных проектов у компании не так много – фактически это только действующий завод по сжижению в Норвегии. Недостроенное предприятие в Иране также предполагало использование технологии Linde.

Второй путь решения проблемы технологической зависимости – организация крупнотоннажного экспортного производства СПГ на основе линий для среднетоннажного сжижения. Этот путь уже демонстрируют в США завод Elba Island LNG (строится), проекты Driftwood LNG и Calcasieu Pass LNG.

Разработать собственную технологию среднетоннажного сжижения проще, чем крупнотоннажную (да и в мире такими технологиями владеет намного большее число компаний). Тем более что в нашей стране производятся заводы малотоннажного СПГ мощностью до 50 тыс. тонн, которые, в том числе, экспортируются в Китай.

Как стало известно в декабре 2017 года, четвертая линия завода «Ямал-СПГ» (0,9 млн тонн) будет полностью основываться на российской технологии сжижения «Арктический каскад». Она позволяет оптимальным образом использовать холодный климат в регионе. В марте 2018 года НОВАТЭК запатентовал данную технологию. После апробации в рамках четвертой линии «Ямал-СПГ», она

ТИПЫ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ КРУПНОТОННАЖНОМ СЖИЖЕНИИ СПГ



Источник: IGU World LNG Report 2017

может быть использована для новых арктических проектов компании. При этом здесь возможны два направления. Во-первых, попытка увеличить мощность единичной линии, перейдя к полноценному крупнотоннажному сжижению. Во-вторых, создание крупнотоннажного завода на базе серии из среднетоннажных линий.

Одновременно в ноябре 2017 года «Газпром» заказал компании «Криогенмаш» разработку российской технологии сжижения газа с единичной мощностью установки около 0,87 млн тонн в год.

Предполагаемые суммарные мощности по производству СПГ в России к началу 2030-х годов можно оценить в 60–80 млн тонн

Чтобы понять возможности локализации и импортозамещения, стоит обратить внимание на российские проекты в среднетоннажном секторе. К примеру, завод «Криогаз-Высоцк» (две линии по 0,33 млн тонн в год) строится по технологии Air Liquide (смешанные хладагенты). Эта же компания поставила часть криогенного оборудования. Есть и вклад российских предприятий: некоторое оборудование произведено на Ижорских заводах, а компания «РЭП Холдинг» изготовила первый в России компрессор смешанного хладагента для завода СПГ.

Показательной является и история проекта «Горская СПГ» (три линии по 0,42 млн тонн в Ленинградской области, пока не реализуется). Вначале представители компании заявляли о том, что будет использоваться преимущественно российское оборудование. Однако в процессе работы над проектом выяснилось, что найти его на отечественном рынке не удастся. В результате, как сообщается, основное технологическое оборудование будет заказано у General Electric.

Здесь необходимо отметить еще одну проблему. Помимо собственно технологии сжижения и ключевого компонента – криогенного теплообменника, необходима масса сопутствующего оборудования. Это газовые турбины, компрессоры, насосы и т.д. Тут также в значительной мере приходится прибегать к импорту.

Еще один важный аспект: импортозамещение оборудования не должно сопровождаться ростом его стоимости. Расходы на «Ямал-СПГ» составили \$27 млрд (\$1740/т в интегрированном проекте, то есть с учетом себестоимости добычи), капитальные затраты на «Арктик СПГ-2», как ожидается, будут на треть ниже (в расчете на единицу мощности). Экономия, в частности, ожидается за счет строительства завода на плавучей платформе.

Но в обоих случаях речь идет об использовании иностранных технологий и как минимум части сопутствующего оборудования.

Первые оценки себестоимости непосредственно российской среднетоннажной технологии производства СПГ (вопрос о локализации теплообменников и сопутствующего оборудования пока открыт, но можно ожидать, что ее степень будет достаточно высокой) можно почерпнуть из прогноза для четвертой линии «Ямал-СПГ». Она ожидается на уровне \$450–500 на тонну мощности. Это очень низкая величина, но здесь стоит отметить, что планируется максимальное использование всей сопутствующей инфраструктуры завода «Ямал-СПГ». То есть эта стоимость соответствует только непосредственно цене линии по сжижению.

КАК НЕ УПУСТИТЬ МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ

Помимо решения внутренних задач, российской СПГ-индустрии необходимо не остаться в стороне от изменяющихся глобальных трендов. Мировой рынок сжиженного газа становится все более гибким, похожим на нефтяной. Ценообразование здесь уже смешанное: привязка к нефтяным котировкам, ценам на газ в США (для американского СПГ), продажи на спотовом рынке. Кроме того, исходя из анализа трансформаций мирового рынка СПГ, можно выделить три ключевых направления изменений в области маркетинга.

Трейдинг. Об интересе к увеличению портфеля контрактов и трейдингу СПГ со стороны нефтегазовых компаний сказано за последний год немало. Этот интерес связан в частности с тем, что трейдинг позволяет оптимизировать транспортные издержки через рост обменных операций.

Среди российских компаний наиболее активен в трейдинге СПГ «Газпром», хотя напрямую это не связано с проектом «Сахалин-2». В портфеле Gazprom Marketing&Trading (GM&T) лишь около 1 млн тонн сжиженного газа с данного завода, так как основная часть продукции предприятия реализуется по прямым контрактам с Японией и Южной Кореей.

В 2017 году поставки СПГ компанией GM&T составили 4,456 млрд м³ (примерно 3,3 млн тонн). В дальнейшем объемы будут нарастать. Во-первых, компания намерена выкупать в течение восьми лет весь СПГ с проекта Cameroop FLNG (1,2 млн тонн в год, запущен в марте 2018 года). Во-вторых, она уже с 2018 года приобретает сжиженный газ с «Ямал-СПГ» (2,5 млн тонн в год), который обеспечивает обязательства ПАО «Газпром» по поставкам в Индию.

«Роснефть» запустила свой СПГ-трейдинг весной 2016 года, выполнив поставку партии сжиженного газа в Египет. А в феврале 2017-го был подписан

новый контракт. Можно ожидать, что трейдинговая активность компании возрастет, после того как начнется экспорт СПГ с месторождения Zohr на шельфе Египта, где ей принадлежит 35%.

НОВАТЭК в лице своего трейдингового подразделения Novatek Gas&Power летом 2016 года осуществил первую поставку «чужого» СПГ. Груз был доставлен из Тринидада и Тобаго в Чили. С запуском «Ямал-СПГ» у компании появились определенные объемы собственного сжиженного газа, хотя большая часть продукции нового завода предназначена для поставок по долгосрочным контрактам.

В настоящий момент остается неясным, в какой степени использование иностранных технологий сжижения будет сопровождаться локализацией производства оборудования или передачей лицензий

Создание спроса. Нет сомнения, что гибкость контрактов (в первую очередь в плане отказа от конкретной точки назначения груза, в меньшей степени – по объемам и другим условиям) уже является необходимым конкурентным преимуществом новых контрактов на поставку СПГ. И к этому в той или иной степени придут все новые экспортеры сжиженного газа.

Создание спроса на СПГ требует строительства инфраструктуры – терминалов по регазификации и электростанций в странах-потребителях. А это связано со значительными инвестициями со стороны экспортеров и продавцов сжиженного газа. Помимо дополнительного увеличения долговой нагрузки, это еще и риски. Однако они могут быть снижены при инвестициях в плавучие объекты. Плавучие терминалы – сегодня не диковинка, теперь же перспективными могут стать и плавучие электростанции.

Такие проекты могут быть реализованы совместно с иностранными партнерами. В декабре 2017 года НОВАТЭК подписал меморандум о взаимопонимании с Total и Siemens по сотрудничеству во Вьетнаме. В частности, предполагается взаимодействие в области поставок СПГ и развития инфраструктуры для вновь создаваемых мощностей по выработке электроэнергии. Представители компании Total говорили о необходимости инвестиций в газовый downstream еще летом 2017 года. А Siemens ранее анонсировала планы инвестиций в газовую ТЭС в Бангладеш.

Газовый хаб. Наконец, еще одним трендом является создание хабов СПГ с независимым ценообра-

зованием на этот вид топлива. Планы по формированию подобных хабов уже в той или иной степени анонсировали Сингапур, Япония и Китай.

Для России это особенно сложная задача в связи с известными ограничениями по выходам к морям. Создание полноценного СПГ-хаба на Балтике маловероятно, так как мощности заводов по сжижению даже в долгосрочной перспективе будут относительно невелики (что связано с удаленностью газовых месторождений). Нарращивание производства СПГ наиболее вероятно в арктическом регионе, но трудности транспортировки делают невозможной доставку газа потребителями непосредственно от центров сжижения.

НОВАТЭК уже объявил, что планирует создать перевалочный пункт на полуострове Камчатка. Объем инвестиций в этот проект составит до \$1,5 млрд, а запущен объект мощностью 20 млн тонн может быть к 2023 году.

Основной задачей перевалочного пункта является перевалка с газозовов ледового класса на традиционные танкеры, что позволит снизить расходы на транспортировку СПГ в Азию. Одновременно за счет сдачи отпарного газа в сеть будет решена проблема дефицита газа на Камчатке. Аналогичный пункт может быть создан в Мурманске, что также решит проблему газификации региона.

Станет ли Камчатка реальным СПГ-хабом, а в перспективе альтернативой другим центрам независимого ценообразования на сжиженный газ? Говорить об этом пока рано, ответ на вопрос зависит от многих факторов (например, объемов хранилищ, наличия «свободного» СПГ). Но главное – от возможности наладить круглогодичные поставки грузов по Северному морскому пути (СМП). В любом случае, пока остальные СПГ-хабы в мире не демонстрируют активного развития, у России здесь сохраняется определенное окно возможностей.

Запланированный масштабный рост доли России на мировых рынках СПГ становится не столько амбициозной целью, сколько необходимым условием успеха в этой сфере

МАСШТАБ КАК ЗАЛОГ УСПЕХА

Теоретически отечественные разработки могут оказаться дешевле иностранных аналогов. Однако здесь ключевым фактором является экономия на масштабах. Ясно, что разрабатывать новую технологию для двух-трех линий будет нерентабельно. А значит, необходимо массовое строительство но-

вых линий по сжижению. Или же выход с оборудованием на экспортные рынки, что возможно только после создания нескольких референтных производств в России. Таким образом, запланированный масштабный рост доли России на мировых рынках СПГ становится не столько амбициозной целью, сколько необходимым условием успеха в этой сфере.

Тем более что «эффект масштаба» нужен и в смежных областях. Рост производства СПГ в Арктике позволит обеспечить экономически рентабельную загрузку СМП, что в перспективе привлечет на этот маршрут и прочие грузопотоки из Азии в Европу. В перспективе большие объемы транспортировки позволят снизить себестоимость проводки по Северному морскому пути с использованием ледоколов (при караванной проводке) и тем самым решить проблему эксплуатации СМП в зимний период.

Но тезис о том, что для российской СПГ-индустрии крайне важен эффект масштаба, вступает в противоречие с конкуренцией в отечественной большой газовой тройке («Газпром», НОВАТЭК, «Роснефть»). Еще в мае 2016 года Минэнерго предложило создать в стране единый инженеринговый центр для разработки технологий сжижения природного газа. Однако ключевые российские производители газа не смогли договориться о реализации этого проекта, так как у каждого игрока собственные стратегические цели и корпоративные интересы.

Представляется, что все-таки желательно было бы наладить сотрудничество между компаниями – например, на основе обменных (своповых) операций. Сейчас они в мире по-прежнему недостаточно распространены: конкурирующие компании

в целом неохотно проводят такие сделки, предпочитая создавать собственный географически сбалансированный портфель. Наконец, даже если компании независимо разрабатывают технологии сжижения, возможна координация при изготовлении сопутствующего оборудования (турбины, компрессоры и т. д.).

Понятно, что спектр оборудования для завода СПГ крайне велик. Даже взяв курс на импортозамещение, необходимо сосредоточиться на разработке лишь части оборудования, осознавая, что невозможно заместить все и сразу. Это важно и в контексте господдержки отрасли: было бы неправильно размазывать ее «ровным слоем» по всем направлениям. Нужно сконцентрироваться на ключевых для отрасли сферах. В таком случае, при условии сотрудничества бизнеса и государства, можно создать конкурентный продукт, который в перспективе будет поставляться и на внешние рынки.

Как бы там ни было, задача не из простых. По всем прогнозам, мировой рынок СПГ будет бурно расти в ближайшие десятилетия. Но и длительность запускаемого в нашей стране процесса создания СПГ-индустрии также исчисляется десятилетиями.

В самых долгосрочных прогнозах неопределенности только усиливаются. Если газовый век в целом и век СПГ в частности продлятся еще 30–40 лет, то зарождающаяся российская СПГ-индустрия имеет все шансы выйти в итоговый плюс. А если речь идет о действительно полноценном газовом веке (или хотя бы полувеке), то тем более следует динамично развивать эту отрасль в России. **■**