

МИРОВОЙ РЫНОК СПГ: ИЛЛЮЗИЯ ИЗБЫТКА

Текущий избыток мирового предложения СПГ, по мнению многих экспертов, – долгосрочный тренд. Однако, принимая в расчет отказы и отсрочки строительства новых заводов, дефицит танкеров, а также инвестиционные циклы в СПГ индустрии, мы убеждены, что рынок сжиженного газа к 2022-2023 гг. сбалансируется. С 2024 г. конкуренция производителей может вновь обостриться, поэтому компаниям необходимо принимать решения о строительстве новых заводов СПГ уже сегодня.

АВТОРЫ



Екатерина КОЛБИКОВА

Консультант, к.э.н.

E.Kolbikova@vygon.consulting



Иван ТИМОНИН

Младший аналитик

I.Timonin@vygon.consulting

При участии:

Марии БЕЛОВОЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ПРЕДЛОЖЕНИЕ СПГ: НА ГРЕБНЕ ВОЛНЫ.....	6
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ КАЧЕЛИ.....	6
РИСК-АНАЛИЗ НОВОЙ ВОЛНЫ СПГ СТРОЕК.....	9
ТРАНСПОРТНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ.....	14
ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ.....	16
СПРОС НА СПГ: РОСТ ВСЕРЬЕЗ И НАДОЛГО.....	18
ИСТОРИЧЕСКАЯ ДИНАМИКА.....	18
ТРАДИЦИОННЫЕ РЫНКИ: КИТАЙ – ДРАЙВЕР СПРОСА.....	19
НОВЫЕ ИГРОКИ: ПОВЫШЕНИЕ ДОСТУПНОСТИ ГАЗА.....	22
СПГ БУНКЕРОВКА.....	24
ПРОГНОЗЫ СПРОСА НА СПГ.....	26
БАЛАНС И ЦЕНЫ.....	29
ИЗБЫТОК ИЛИ ДЕФИЦИТ?.....	29
ЦЕНЫ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ НОВЫХ ПРОЕКТОВ.....	30
РОССИЙСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ.....	36

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Мировой рынок СПГ подчиняется законам циклов, определяемых стоимостью углеводородов, затратами и сроками сооружения мощностей по сжижению, доступностью фрахта. До 2015 г. в условиях высоких цен на газ было принято множество инвестрешений (FID) по новым заводам СПГ. В результате сегодня на этапе строительства находится 16 проектов общей мощностью 93 млн т (51% базируются в США). Соблюдение сроков их реализации может привести в 2020 г. к избытку предложения СПГ на глобальном рынке в 21 млн т.
- Инфраструктурные ограничения создают риски утилизации новых и действующих мощностей: из-за умеренных темпов пополнения флота газозовов вместо планируемых 374 млн т производства СПГ транспортом будет обеспечено только 352 млн т, что соответствует консенсус-прогнозу его потребления.
- Неблагоприятная ценовая конъюнктура внесла серьезные коррективы в планы строительства заводов СПГ по всему миру: с начала 2015 г. было отменено 20 проектов мощностью 184 млн т. Поэтому до конца 2022 г. вводов по новым инвестрешениям практически не будет. Это приведет к постепенной балансировке рынка ближе к этой дате.
- В 2025 г., если новое предложение СПГ будет ограничено только вводами строящихся сегодня мощностей по сжижению газа, на рынке сформируется дефицит до 74 млн т. Разделяющие это видение инвесторы стремятся как можно скорее заключить соглашения с покупателями и начать стройку. Компании заявили о намерении в течение следующих двух лет принять FID в отношении 25 заводов СПГ суммарной мощностью почти в 242 млн т, из которых 218 млн т планируют вводиться до конца 2025 г.
- Анализ предлагаемых проектов с точки зрения рисков их реализации показывает, что с высокой вероятностью до конца 2025 г. можно ожидать своевременного ввода лишь 3 новых заводов и 3 расширений суммарной мощностью 74 млн т СПГ в год. В 2025 г. они будут производить 66 млн т. В результате потенциальное предложение сжиженного газа будет находиться в пределах прогнозного диапазона оценок спроса, что означает рыночный баланс.

- Последнее снижение цен на нефть сделает экспорт сжиженного газа с большинства введенных в текущем десятилетии заводов убыточным. Из заявленных к FID производственных активов на 100%-ю загрузку мощностей могут претендовать только те, которые имеют наименьшие удельные затраты. В первую очередь это катарские и российские предприятия, а также Нигерия и Ангола, чья стоимость поставки ниже 7 долл./МБТЕ.
- В результате нарастающего избытка предложения СПГ мы ожидаем небольшое снижение цен на газ до 6,9 долл. МБТЕ для Европы и 7,9-9,7 долл./МБТЕ для Азии до 2021 г. В базовом сценарии смена рыночного тренда приведет к умеренному росту цен до 8,5 долл./МБТЕ в Европе и 10,5 долл./МБТЕ в Азии в 2022-25 г.
- Цена безубыточности российского «Арктик СПГ-2» при заявленных капитальных вложениях может составить 3,8 долл./МБТЕ, а стоимость поставки в АТР – 6,7 долл./МБТЕ. Проект может стать одним из самых конкурентоспособных новых активов по сжижению газа в мире.
- Озвученная Минэнерго цель по достижению российским СПГ 15%-ой доли мирового рынка в 2025 г. может быть исполнена только при условии, что глобальный спрос на сжиженный газ будет соответствовать нашему консенсус-прогнозу, а все отечественные заводы будут функционировать при полной загрузке. Однако новые российские проекты не успевают запуститься в 2022-2023 гг. – в наиболее благоприятный для них период формирования дефицита СПГ. Необходимо интенсифицировать работу по минимизации рисков для скорейшего принятия FID.

ВВЕДЕНИЕ

В экспертном сообществе сформировалось практически единое мнение о том, что рынок сжиженного природного газа разбалансируется с приходом очередной волны новых заводов СПГ после 2020 г., и в долгосрочной перспективе мы будем наблюдать стабильный избыток предложения. Эти опасения подтверждаются тем, что по состоянию на октябрь 2018 г. на стадии строительства находятся 93 млн т мощностей по сжижению газа, а в 2019-2020 гг. ожидается принятие серии решений по запуску новых проектов, многие из которых являются супер-крупными.

Однако ряд факторов свидетельствует против развития такого пессимистичного для производителей СПГ сценария:

1. Строительство некоторых заводов откладывается вследствие переоценки изначально установленных сроков и затрат. По еще большему числу проектов затягивается принятие FID из-за обеспокоенности инвесторов по поводу возникновения потенциального избытка предложения – т.е. возникает эффект самосбывающегося прогноза.
2. Ожидание избытка СПГ отчасти формируется за счет множества «спекулятивных» проектов, которые никогда не будут реализованы.
3. Наблюдается истощение ресурсной базы действующих СПГ-заводов. В частности, происходит переоценка газовых запасов в Австралии, ожидается рост внутреннего потребления и умеренная добыча в Алжире, в результате чего снижается их загрузка.
4. Функционирование ряда СПГ-заводов приостановлено, и вряд ли в ближайшие годы они будут запущены вновь.
5. Создаются предпосылки для ускоренного роста спроса на газ: активно увеличивается потребление газа в Китае, появляются новые потребители СПГ, реализуются правительственные инициативы стран АТР в части экологии, растет импортная ниша в Европе.
6. Наблюдается высокая волатильность цен на углеводороды, фрахтовых ставок, а также рост геополитической напряженности, что будет препятствовать принятию окончательных инвестиционных решений.

Начнем по порядку.

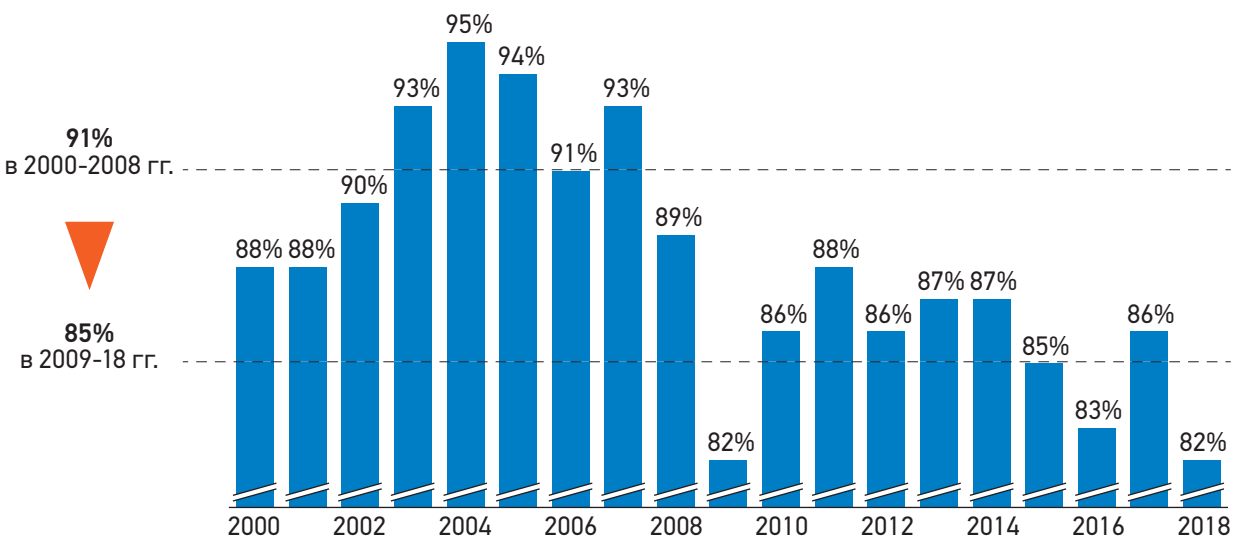
**ПРЕДЛОЖЕНИЕ СПГ:
НА ГРЕБНЕ ВОЛНЫ**

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ КАЧЕЛИ

Рынкам энергоресурсов, в частности газовому, исторически присуще циклическое развитие. На принятие инвестиционных решений по добыче и строительству заводов СПГ значительный эффект оказывает ценовая конъюнктура. Так, большинство действующих сегодня мощностей по сжижению было запущено в условиях роста цен на газ с начала XXI века.

В 2010-2014 гг. интерес инвесторов к СПГ серьезно вырос вследствие формирования значительной ценовой премии на азиатских рынках, которая на среднемесячной основе доходила до 7 долл./МБТЕ относительно европейских котировок. В результате сегодня наблюдается масштабная стройка – происходит сооружение заводов производительностью 93 млн т СПГ в год. Вследствие этого средняя загрузка действующих предприятий в текущем десятилетии опустилась до минимальных исторических значений – в среднем 86%, по сравнению с 91% в предыдущей декаде.

Рис. 1. Среднемировая загрузка заводов СПГ



Источник: GIIGNL, VYGON Consulting

Однако с падением цен на газ в начале 2015 г. нефтегазовые компании начали активно сокращать свои инвестпрограммы, в результате 20 проектов СПГ мощностью 184 млн т были отменены, в основном в Канаде, США и Австралии¹. Общие инвестиции, которые планировалось осуществить в СПГ индустрию в 2015-2018 гг., оцениваются в 191 млрд долл., что эквивалентно

¹ Oregon LNG, South Texas LNG, Gasfin LNG, Downeast LNG, CE FLNG, Live Oak LNG, Lavaca Bay LNG, REI Alaska, Pelican Island LNG, Pacific Northwest LNG, Prince Rupert LNG, Douglas Channel, Malahat LNG, Aurora LNG, Grassy Point, Canaport, Browse FLNG, Fisherman's Landing, Cash Maple FLNG, Arrow LNG

примерно трети глобальных вложений в нефтегазовую отрасль в 2017 г. За тот же период 42 проекта были перенесены по срокам, при этом в отношении только половины из них планируется принятие окончательных инвестиционных решений в 2019-2020 гг., судьба остальных до сих пор не определена.

Канада – рекордсмен по количеству отложенных и отмененных проектов. В последние годы в стране было предложено 19 заводов по производству СПГ, однако только 2 из них – небольшой актив Woodfibre LNG на 2,1 млн т стоимостью 1,4-1,8 млрд долл. и LNG Canada, потребность в капитальных инвестициях которого оценивается в 40 млрд долл., на 26 млн т – были одобрены к строительству в 2018 г. LNG Canada – первый за последние 9 лет, после «Ямал СПГ», крупный новый завод, по которому было принято FID.

Дело в том, что почти все планируемые проекты располагаются в Британской Колумбии. Для доставки до них газовых ресурсов Альберты требуется сооружение длинных газопроводов большой мощности через горные хребты провинции. Это не только увеличивает объем необходимых инвестиций, но и привлекает пристальное внимание экологов. LNG Canada, строительство которого недавно началось, не стал исключением. 15% капитальных затрат (порядка 6,2 млрд долл.) будут направлены на прокладку газопровода.

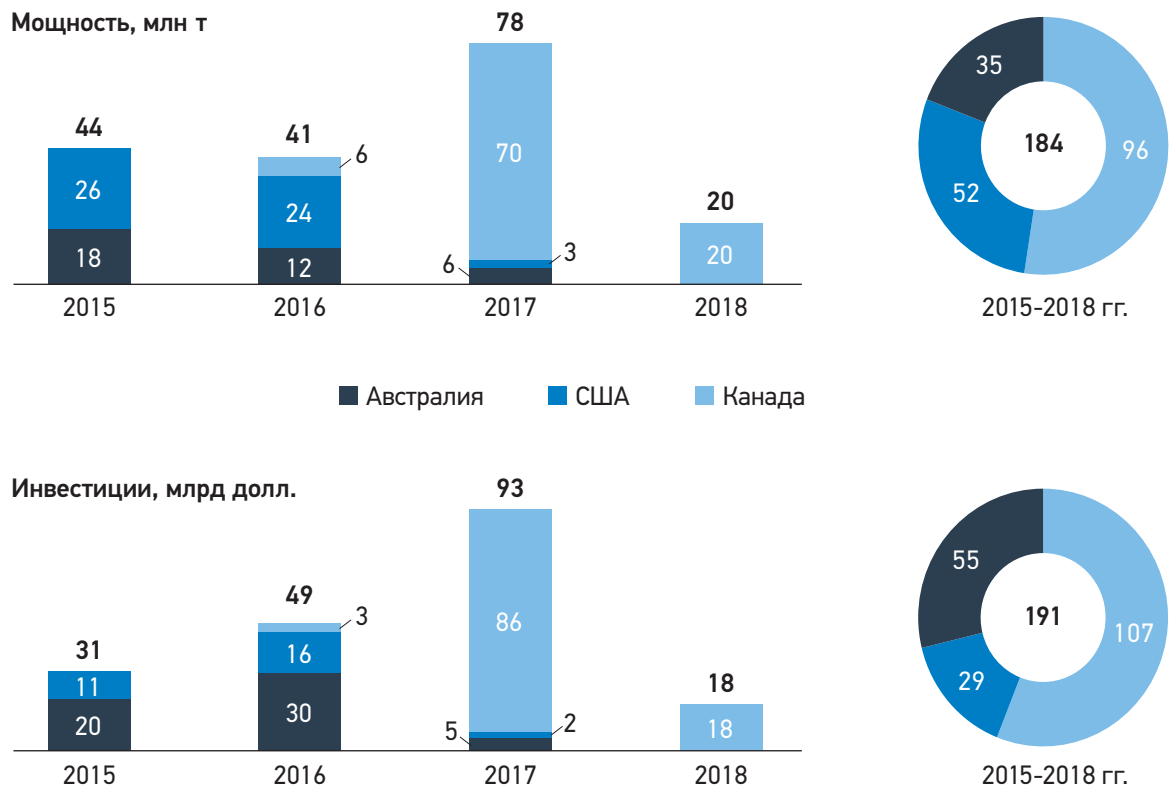
В США заводы по сжижению газа в основном сталкивались с проблемами привлечения заемного финансирования. Хотя Минэнерго охотно выдает лицензии на экспорт СПГ в страны, не входящие в зону свободной торговли США (на начало ноября 2018 г. 183 млн т мощностей одобрены и еще 258 млн т находятся на рассмотрении), 10 проектов, ранее их получившие, обратились к регулятору с просьбой об их аннулировании. Их решения в основном обусловлены ограниченными финансовыми возможностями независимых операторов, владеющих заводами, и нежеланием инвесторов участвовать в проектах в условиях низких цен на углеводороды.

Неблагоприятная ценовая конъюнктура 2015-2017 гг. также оказала влияние на реализацию 4 австралийских проектов. Памятуя о предыдущем негативном опыте Chevron в данной стране², компании стараются оптимизировать издержки на разработку месторождений и строительство инфраструктуры. Так, например, изменение технологической концепции Browse FLNG в пользу

² Задержки, удорожание, а также изменение конфигурации проектов Wheatstone и Gorgon

плавучего завода привело к удешевлению актива на 35%, однако его владельцы не смогли найти покупателей своей продукции, поэтому реализация проекта до сих пор остается под вопросом.

Рис. 2. Инвестиции и мощности отмененных проектов СПГ в период с 2015 по 2018 гг.



Источник: данные компаний и СМИ, VYGON Consulting

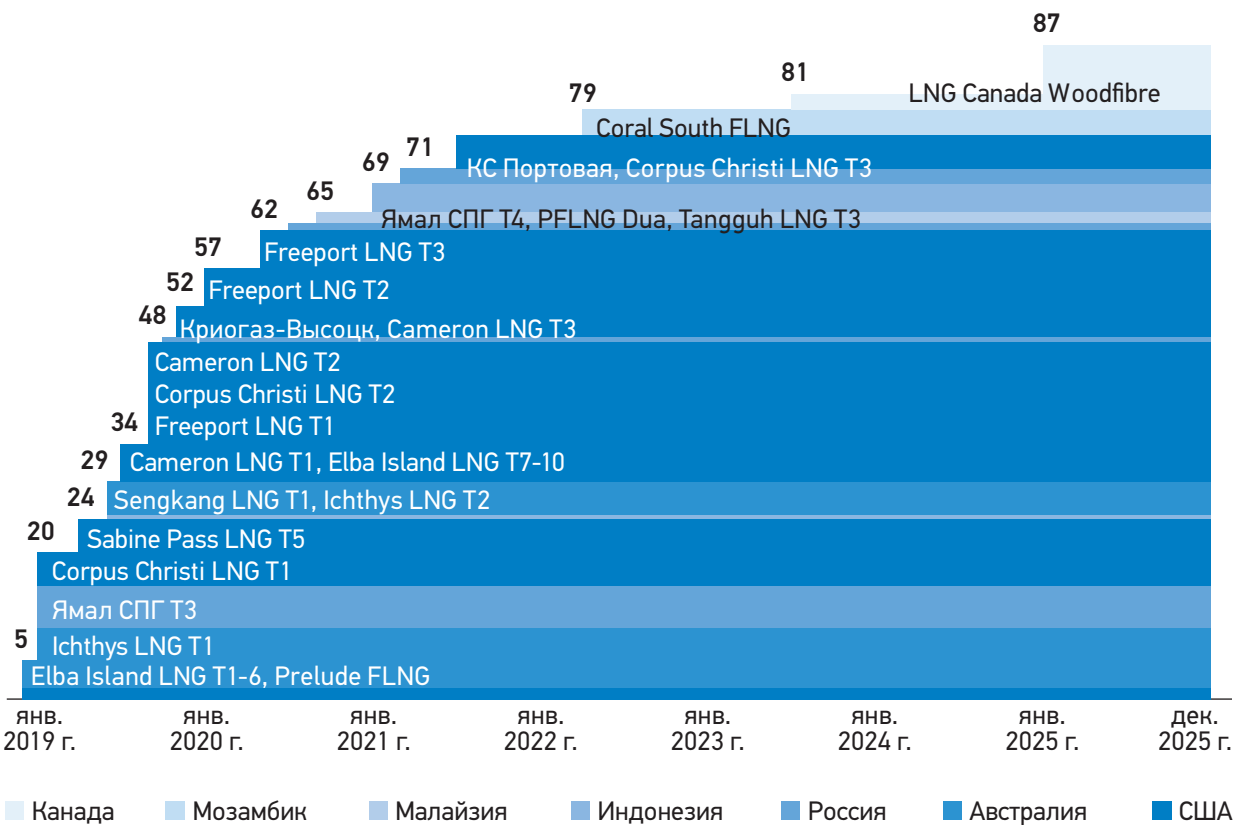
В результате в течение последних 2-х лет лишь несколько инициатив по строительству мощностей по сжижению газа суммарной производительностью 9,7 млн т дошли до стадии принятия окончательного инвестрешения. Ими оказались плавучий завод в Мозамбике, который сравнительно дешевле традиционных производств на суше; расширение завода Tangguh LNG в Индонезии и небольшой американский актив Elba Island LNG, запуск которого постоянно переносится.

Помимо уже строящихся предприятий в ближайшие 3-4 года вводов по новым FID почти не произойдет. Это время практически полного отсутствия инвестиций будет работать в пользу постепенной балансировки рынка ближе к 2022 г.

РИСК-АНАЛИЗ НОВОЙ
ВОЛНЫ СПГ СТРОЕК

Как уже упоминалось, на сегодняшний день в мире сооружается 93 млн т мощностей по сжижению газа, из которых 87 млн т будут введены в эксплуатацию до конца 2025 г. Новую волну возглавляют американские проекты – на них приходится 55% будущих объемов. Австралийская же стройка, стартовавшая в 2015 г., завершится в середине 2019 г. с запуском второй очереди Ichthys LNG. Интересно, что ввод в эксплуатацию 75% сооружаемых мощностей ожидается уже до конца 2020 г., тогда как в оставшиеся 5 лет запустятся всего 22 млн т, что является прямым следствием недостаточной инвестиционной активности в 2015-2017 гг.

Рис. 3. Прогноз ввода строящихся проектов СПГ в мире, млн т



Источник: VYGON Consulting

Мы ожидаем, что загрузка строящихся заводов будет достаточно высокой, во многом благодаря проектам в США, законтрактовавшим 45 млн т СПГ или порядка 95% мощности. Единственный американский оператор, который не имеет достаточных гарантий сбыта, – Sempra с заводом Cameron LNG. Компания еще в 2013 г. заключила со своими акционерами толлинговые соглашения, подразумевающие, что последние резервируют и оплачивают все будущие производственные мощности.

В итоге они сумели обеспечить контрактами только 30% планируемых к выпуску объемов СПГ – 3,5 из 12 млн т. До возникновения более благоприятной конъюнктуры реализовать оставшийся газ будет проблематично даже на спотовом рынке, поэтому мощности могут остаться недозагруженными, но при этом они будут оплачиваться акционерами.

Многообещающие прогнозы увеличения мирового потребления СПГ (см. раздел «Спрос на СПГ: рост всерьез и надолго»), а также период высоких цен на энергоресурсы привели к восстановлению интереса к инвестициям в создание мощностей по сжижению газа. Многие компании уже заявили о намерении принять окончательные инвестиционные решения в течение ближайшего года. В общей сложности речь идет о возможном расширении 6 действующих и строительстве 19 новых заводов суммарной производительностью почти в 242 млн т, 218 из которых могут быть введены уже до конца 2025 г.

Однако было бы слишком оптимистично ожидать, что все озвученные планы будут реализованы, поскольку существует множество коммерческих, политических, регуляторных и макроэкономических рисков, с которыми сталкиваются проекты до и после принятия FID. В числе ключевых следует отметить доступность ресурсной базы, получение необходимых разрешений и лицензий, возможности привлечения финансирования и приоритизации инвестпрограмм компаний, а также маркетинг и заключение контрактов.

Рассмотрение предлагаемых проектов с точки зрения этих параметров (Таблица 1) показывает, что с определенной уверенностью до конца 2025 г. можно ожидать своевременного проведения лишь 3 расширений и ввода 3 новых заводов, суммарно на 74 млн т в год.

Из них 23 млн т приходятся на планируемое расширение крупнейшего в мире проекта СПГ Qatargas за счет строительства 3-х новых технологических линий³. Его ресурсной базой станет Северное месторождение, мораторий на разработку которого Катар отменил весной 2017 г., в том числе и в целях сохранения своей доли на растущем мировом рынке СПГ. Поскольку деятельность государственной Qatar Petroleum – материнской компании Qatargas – фактически является отражением национальной политики страны, регуляторные риски минимальны.

³ Планы по расширению включают строительство 4-х технологических линий, однако ожидается, что завершение строительства последней придется на 2026 г., выходящий за пределы прогнозного периода.

Таблица 1.
Оценка рисков проектов СПГ, по которым планируется принятие FID в 2019-2020 гг.

Страна	Компания	Проект	Мощность, млн т	Запуск, год	Ресурсная база	Разрешения	Финансирование	Законотрагованность	Оценка
США	Cheniere Energy	Sabine Pass T6	4,5	2023	●	●	●	●	ожидается ввод
Мозамбик	Anadarko	Mozambique	12,9	2023-24	●	●	●	●	
Канада	Pieridae Energy	Goldboro LNG	10	2023-24	●	●	●	●	
США	Golden Pass	Golden Pass	15,6	2023-25	●	●	●	●	
Катар	Qatar Petroleum	Qatargas T1-4	31,2	2023-26	●	●	●	●	
ПНГ	ExxonMobil	PNG LNG T3-5	8	2024-25	●	●	●	●	
США	LNG Limited	Magnolia LNG	8	2021-23	●	●	●	●	риск задержки *
США	Venture Global	Calcasieu Pass	11,3	2022-25	●	●	●	●	
США	Texas LNG	Texas LNG	4	2023	●	●	●	●	
США	Sempra Energy	Port Arthur	11	2023-24	●	●	●	●	
Россия	Новатек	Арктик СПГ-2	19,8	2023-25	●	●	●	●	
Россия	Sakhalin Energy	Сахалин-2 Т3	5,4	2024	●	●	●	●	
Мозамбик	Eni, ExxonMobil	Rovuma LNG	15,2	2024-25	●	●	●	●	риск существенного переноса сроков или отмены **
Мавритания, Сенегал	Kosmos Energy, BP	Greater Tortue	2,5	2021	●	●	●	●	
США	Delfin LNG	Delfin LNG	3,25	2022	●	●	●	●	
Экв. Гвинея	Golar	Fortuna FLNG	2,2	2022-23	●	●	●	●	
Нигерия	NLNG	Nigeria LNG T7	8,5	2023	●	●	●	●	
Австралия	ConocoPhillips	Darwin LNG T2	3,6	2023	●	●	●	●	
Россия	Газпром	Балтийский СПГ	10	2023	●	●	●	●	
США	Tellurian Investments	Driftwood Phase 1	11	2023-24	●	●	●	●	
США	Exelon	Annova LNG	6	2024	●	●	●	●	
США	Pembina	Jordan Cove	7,8	2024	●	●	●	●	
США	NextDecade	Rio Grande	9	2024-25	●	●	●	●	
Россия	Роснефть, ExxonMobil	Дальневосточный	6,2	2025	●	●	●	●	
США	Shell, Energy Transfer	Lake Charles	15	2025-27	●	●	●	●	

● низкий риск

● средний риск

● высокий риск

* риск задержки – это перенос срока на 1-2 года

** риск существенного переноса сроков или отмены – для РФ, где нет практики отмены/закрытия проектов – это перенос срока на 3 и более лет; для остального мира – перенос или отмена

Источник: VYGON Consulting

С обеспечением финансирования также не ожидается проблем, учитывая высокий кредитный рейтинг Qatar Petroleum, а также заинтересованность иностранных партнеров. Поставить под сомнение можно лишь способность компании быстро законтрактовать достаточные объемы СПГ ввиду большой мощности планируемого расширения.

Из новых проектов значительного прогресса удалось достичь на заводе Golden Pass в США – совместном предприятии Qatar Petroleum, ExxonMobil и ConocoPhillips. На сегодняшний день принятию положительного FID по нему мешает только стремление катарской компании обеспечивать завод собственным газом, для этих целей она планирует инвестировать в разработку своих американских добычных активов порядка 20 млрд долл.

7 проектов общей производительностью 75 млн т СПГ, ожидающих FID в ближайшие годы, сталкиваются с проблемами, которые, с нашей точки зрения, могут привести к переносу обозначенных сроков принятия решений и начала строительства на 1-2 года.

В качестве примера можно привести совместное предприятие Eni, ExxonMobil и CNPC Rovuma LNG в Мозамбике, работа в рамках которого была осложнена необходимостью заключения юнитизационного соглашения⁴ и его последующего пересмотра: ресурсной базой должны были стать месторождения лицензионного участка Area 4, некоторые из них частично расположены на территории соседнего Area 1, находящегося в распоряжении Anadarko. Компаниям удалось договориться еще в 2015 г., однако после этого Eni и ExxonMobil приняли решение о повышении проектной мощности Rovuma LNG с 10 до 15,2 млн т в год, что потребовало пересмотра условий достигнутых договоренностей. Новое соглашение требует согласования с правительством страны. Проект самого завода также ожидает одобрения со стороны государства. Кроме того, в Мозамбике отмечается проблема недостаточного развития инфраструктуры, необходимой для эффективной реализации проектов подобного масштаба, в частности, порты не располагают подъемно-транспортным оборудованием соответствующей мощности.

Наконец, 12 проектов суммарной мощностью в 85 млн т (69 млн т на конец 2025 г.) находятся под риском существенного переноса сроков (3 и более лет) или отмены. В их числе американский Driftwood LNG, сроки реализации которого уже были сдвинуты

⁴ Соглашение о сотрудничестве недропользователей, получивших право разработки единой гидродинамически связанной залежи углеводородов как единого объекта

в 2017 г., когда Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики США (FERC) обнародовала свой график предоставления разрешений на экспорт. Финальный отчет о воздействии на окружающую среду будет готов не ранее января 2019 г., и только по его результатам возможно получение авторизации на начало строительства. Затруднительным представляется и обеспечение финансирования: осуществлять его Tellurian планирует преимущественно за счет заемных средств, при этом ее кредитный риск оценивается рейтинговым агентством Moody's как высокий – 7/10 по шкале Moody's Analytics. Контракты для обеспечения сбыта продукции на сегодняшний день также не заключены, хотя компания предпринимала и неординарные шаги для изменения ситуации. Так, в ходе конференции Gastech, прошедшей в апреле 2017 г. в Токио, председатель правления Tellurian Шариф Соуки заявил о намерении продавать СПГ с проекта Driftwood LNG в Японию по фиксированной цене в 8 долл./МБТЕ по пятилетним контрактам, начиная с 2023 г. – ожидаемой на тот момент даты запуска завода.

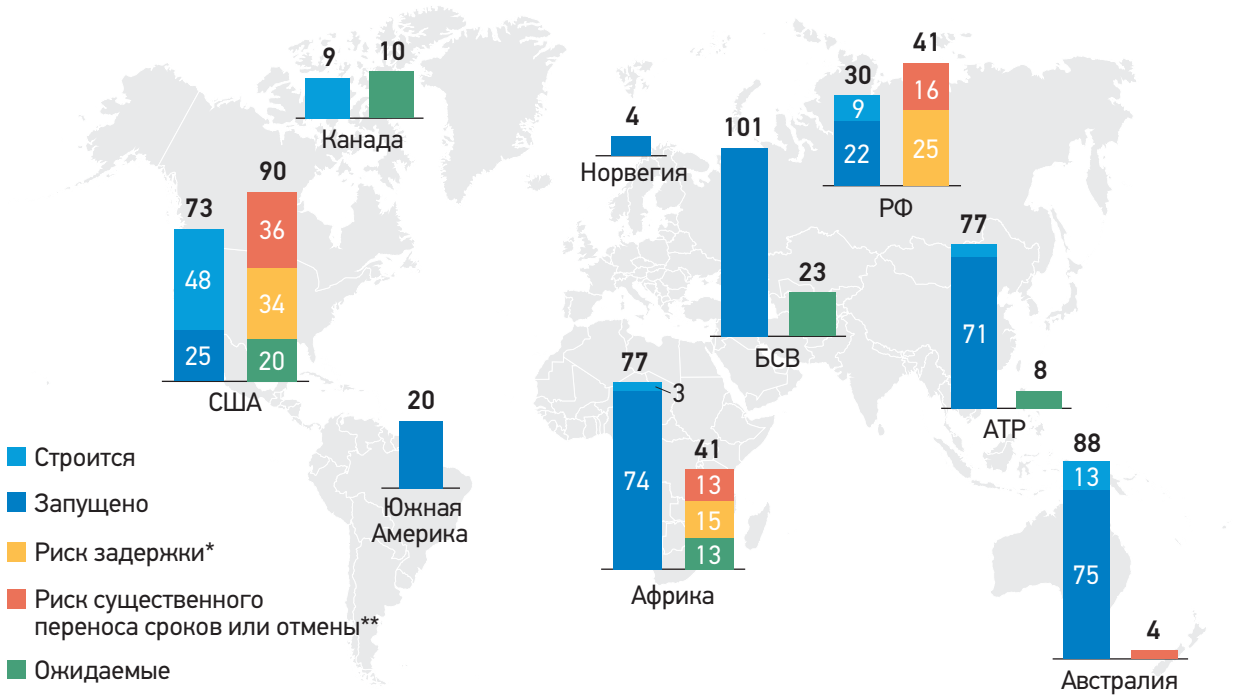
В схожем положении находятся и другие крупные проекты США – Rio Grande LNG и Lake Charles LNG: финансирование их реализации не обеспечено, подтвержденных контрактов также нет, но если первый пока ожидает решения FERC, то второй получил его еще в конце 2015 г., после чего неоднократно откладывался и сейчас рискует потерять разрешение регулятора в связи с нарушением обозначенных сроков начала строительства.

В базовом сценарии, при котором вводятся строящиеся и вероятные проекты (на рисунке 4 они указаны зеленым цветом), на конец 2025 г. Катар сохранит мировое лидерство по размеру установленных мощностей СПГ заводов – 100,5 млн т. США потеснит Австралию со второй позиции – в стране будут функционировать предприятия по сжижению 92,7 млн т СПГ в год. К 2030 г. Америка переместится на первое место.

Россия после того, как будут запущены строящиеся сегодня СПГ-заводы (3-я⁵ и 4-я технологическая линия «Ямал СПГ», Криогаз-Высоцк, КС Портовая), разместится на 6 месте, кроме вышеупомянутых государств, уступая Малайзии и Индонезии. При этом в случае своевременного старта «Арктик СПГ-2» наша страна поднимется еще на две ступени в этом газовом рейтинге.

⁵ Хотя 3-я очередь завода Ямал СПГ была введена ранее изначально установленному сроку (в декабре 2018 г.), она выйдет на проектный уровень производства только в начале 2019 г.

Рис. 4. Статус проектов СПГ в мире на конец октября 2018 г. и их мощности на конец 2025 г., млн т



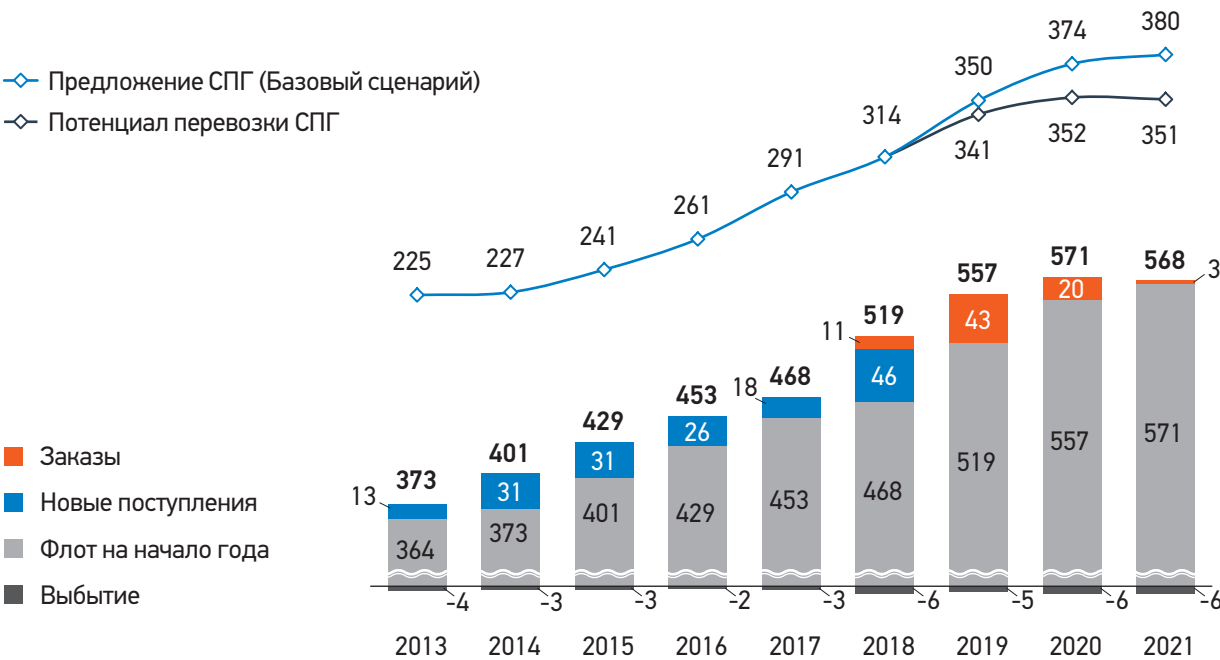
* Риск задержки – это перенос срока на 1-2 года
** Риск существенного переноса сроков или отмены – для РФ, где нет практики отмены/закрытия проектов – это перенос срока на 3 и более лет; для остального мира – перенос или отмена

Источник: VYGON Consulting

ТРАНСПОРТНЫЕ
ОГРАНИЧЕНИЯ

Говоря о перспективе ближайших трех лет, объемы производства СПГ на базе строящихся сегодня мощностей рискуют оказаться даже ниже приведенных нами прогнозов из-за наличия инфраструктурных ограничений. В 2018 г. флот СПГ-танкеров увеличится до 519 шт. Их суммарная вместимость (дедвейт) в 35 млн т позволит обеспечивать экспорт 314 млн т газа в год, весь реэкспорт, а также хранение СПГ в газовозах.

Рис. 5. Прогноз численности танкерного флота (шт.) и потенциал перевозки СПГ (млн.т) до 2021 г.



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

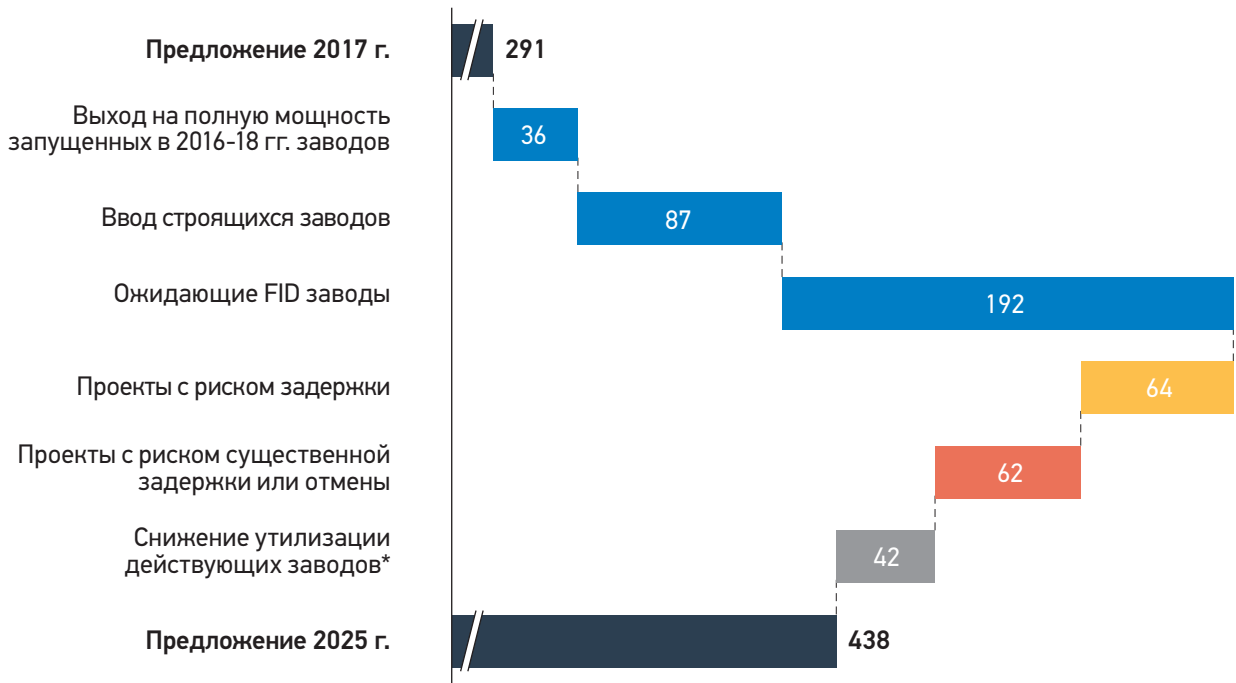
Однако в 2019 г. рост флота газовозов до 557 шт. может обеспечить транспортировку только 341 млн т СПГ при текущем показателе оборачиваемости судов. При вводе же строящихся мощностей и их 100%-й загрузке потенциал производства СПГ составит 350 млн т, и новые предприятия будут лишены возможности перевезти 9 млн т СПГ в 2019 г. Т.е. сверх уже заказанных 43 танкеров дополнительно потребуется еще 15. Поэтому мы не исключаем, что некоторые заводы, которые приобретают услуги танкеров на спотовом рынке, а не контрактуют их заранее на долгосрочной основе, будут вынуждены задержать ввод своих техлиний из-за очереди на аренду судов или просто будут недозагружены.

К 2021 гг. ситуация станет еще более напряженной, поскольку по нашим оценкам, на рынке не будет газовозов для перевозки 29 млн т СПГ. Для того, чтобы обеспечить ожидаемое увеличение предложения сжиженного газа до 380 млн т, потребуется поставить еще 47 судов сверх уже заказанных. От заключения контракта на строительство танкера до его доставки будущему владельцу в среднем проходит около 3 лет – судостроительная отрасль просто не успеет за темпами развития рынка СПГ.

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА
ПРЕДЛОЖЕНИЯ СПГ**

Многие действующие сегодня заводы вынужденно сокращают объемы производства из-за выработки ресурсной базы или роста потребления газа на внутреннем рынке. В связи с этим мы ожидаем, что в 2025 г. они смогут поставить на рынок на 42 млн т СПГ меньше, чем в 2017 г.

Рис. 6. Факторы изменения мирового производства СПГ в 2017-25 гг. (Базовый сценарий), млн т



* Вынужденное снижение загрузки производственных мощностей на действующих заводах (в связи с выработкой ресурсной базы, перенаправлением газа на нужды внутренних рынков и др.)

Источник: VYGON Consulting

Так, в Алжире объемы внутреннего потребления газа будут расти быстрее его добычи, при этом страна планирует наращивать экспорт трубопроводного газа в Европу: ведутся работы по расширению пропускной способности газопровода Medgaz, по которому осуществляются поставки в Испанию. Это может привести к тому, что к 2025 г. загрузка алжирских заводов СПГ может снизиться с 51,4% в 2017 г. до 37,2%.

Снижение объемов производства сжиженного газа возможно и на действующих заводах, расположенных на восточном побережье Австралии. Истощение традиционных запасов газа, в частности, на месторождениях бассейна Gippsland, приведет к снижению добычи, в результате чего на рынке данного региона сформируется дефицит. Без запуска новых добычных активов он может быть покрыт только за счет перенаправления части газа, служащего ресурсной базой экспортных СПГ проектов, на нужды внутреннего рынка.

Примечательно, что с 1 июля 2017 г. в стране действует механизм обеспечения надежности поставок газа на внутренний рынок (Australian Domestic Gas Security Mechanism, ADGSM), предоставляющий правительству право ограничивать объемы экспорта СПГ в подобных случаях, а в настоящее время обсуждаются возможности его ужесточения. Загрузка «старых» восточных заводов – North West Shelf и Pluto LNG – при этом может снизиться с текущих 94% до 77% к 2025 г.

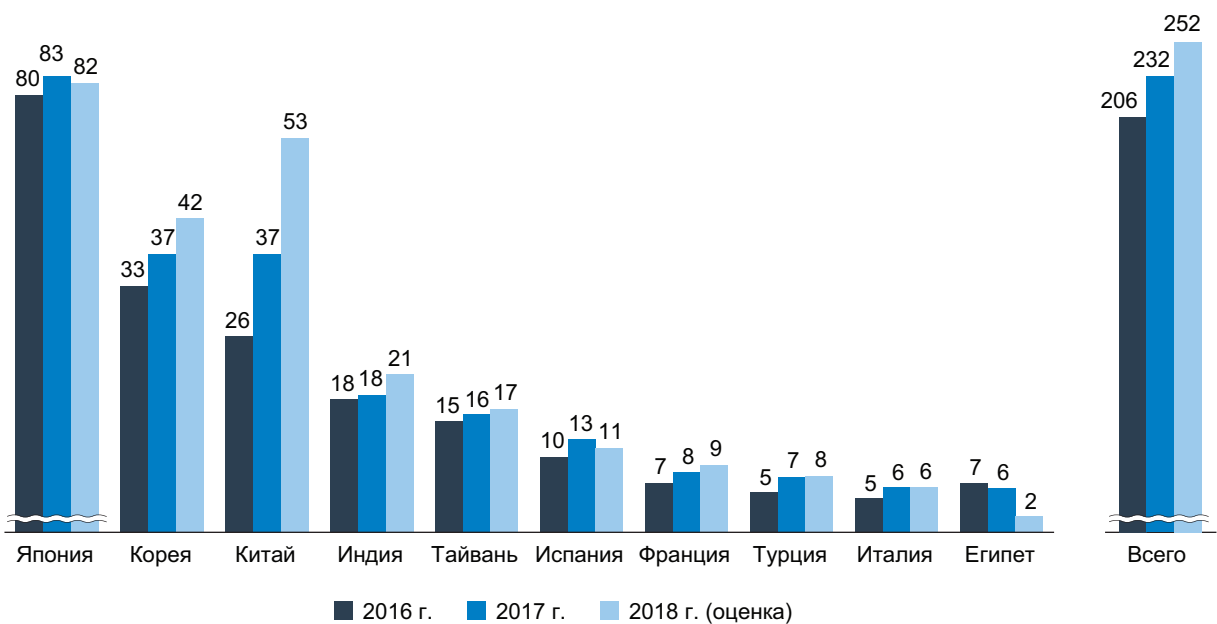
Еще три завода общей производительностью 11,9 млн т в сегодня не осуществляют отгрузку СПГ, более того, они не планируют делать это в прогнозном периоде, что несколько снижает уровень среднемировой загрузки. В их числе Yemen LNG, который был закрыт в 2015 г. в связи с разразившимся в стране военным конфликтом; Marsa El Brega в Ливии, остановленный в 2011 г. с началом гражданской войны; а также Kenai LNG на Аляске, не работающий с 2015 г. В начале 2018 г. ConocoPhillips продала завод компании Andeavor, последняя, однако, не собирается возобновлять поставки на внешний рынок, отдавая предпочтение использованию этих мощностей для обеспечения нужд собственного НПЗ, расположенного неподалеку.

**СПРОС НА СПГ: РОСТ
ВСЕРЬЕЗ И НАДОЛГО**

ИСТОРИЧЕСКАЯ ДИНАМИКА

Импорт СПГ последние 2 года демонстрирует нетипично высокие темпы роста: в 2017 г. рынок увеличился на 26 млн т, 80% пришлось на АТР. Позитивный вклад внесли даже развитые азиатские государства – Япония и Корея, а также страны Южной Европы. Единственный крупный импортер СПГ, последние годы сокращающий закупки сжиженного газа для обеспечения внутреннего рынка – Египет – осенью 2018 г. полностью прекратил закупки газа из-за ускоренного освоения собственных запасов шельфового месторождения. По итогам 2018 г. его импорт составит не более 2 млн т по сравнению с 6 млн т в 2017 г.

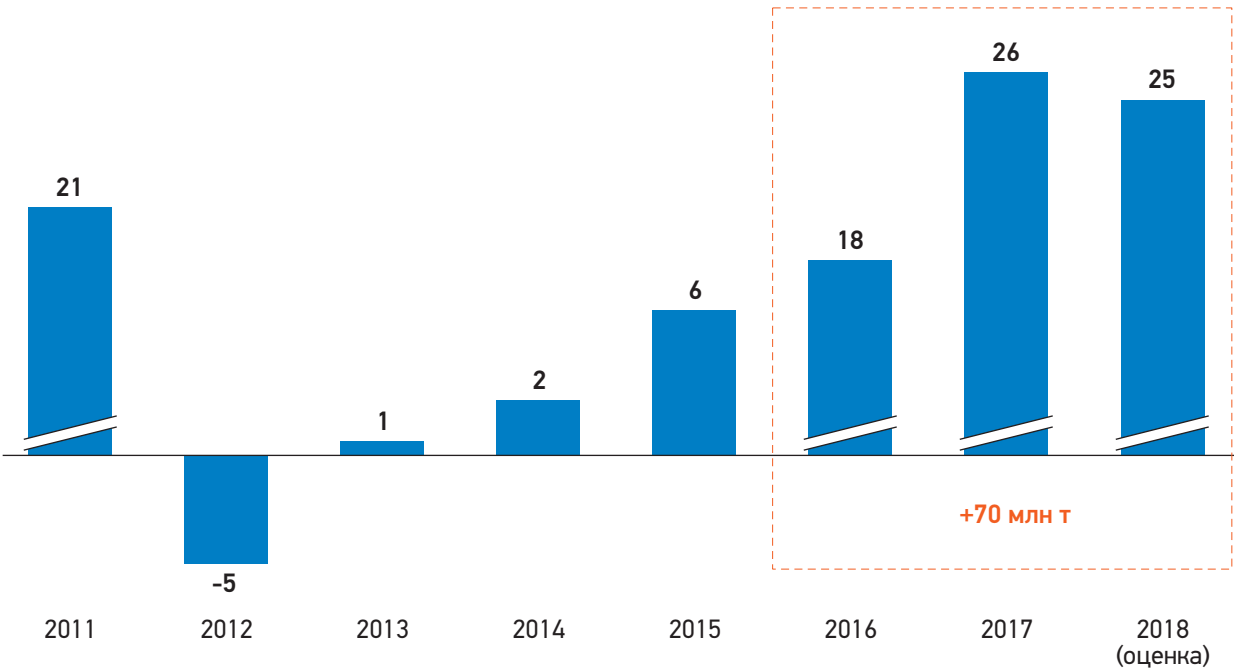
Рис. 7. Топ-10 стран-импортеров СПГ, млн т



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

Мы ожидаем, что по итогам 2018 г. окажется таким же благоприятным для СПГ-индустрии, как и предыдущий (рост спроса +25 млн т). Но как долго на рынке будет сохраняться подобная ситуация? Это краткосрочные факторы погоды и оживления мировой экономики или же существуют фундаментальные предпосылки для долгосрочных оптимистичных прогнозов?

Рис. 8. Рост потребления СПГ год к году, млн т



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

**ТРАДИЦИОННЫЕ РЫНКИ:
КИТАЙ – ДРАЙВЕР СПРОСА**

Последние 2 года доля Китая в мировом потреблении сжиженного газа растет на 3-4% в год. Если такая динамика будет наблюдаться далее, к 2023 г. страна⁶ станет крупнейшим импортером СПГ в мире, а в 2025 г. на КНР будет приходиться 40% глобального потребления СПГ.

Необходимо отметить, что правительство страны ввело ряд ограничительных мер касательно угля, благодаря чему с 2010 г. было отменено строительство порядка 360 ГВт угольных станций (из них 65 ГВт в 2017 г.) и столько же отложено. Однако этих действий недостаточно для достижения поставленных целей, и привлекательная экономика использования угля до сих пор

⁶ Без учета объемов потребления Тайваня.

способствует значительному притоку инвестиций в соответствующую генерацию.

Центральное правительство в свою очередь было не в состоянии контролировать избыточную выдачу разрешений провинциями на строительство угольных станций. В результате, в среднесрочной перспективе ожидается появление 259 ГВт угольной генерации (130 ГВт из них уже строятся), что сопоставимо с объемом всех установленных электроэнергетических мощностей в России.

Государственная цель по ограничению угольной генерации в пределах 1100 ГВт уже не кажется реалистичной. Так, в 2017 г. мощности по углю выросли на 33 ГВт до 993 ГВт. При условии выполнения текущих планов строительства уже после 2019 г. они превысят установленную планку, в частности из-за того, что сооружение многих станций не отменяется, а лишь откладывается.

К сожалению, пока СПГ проигрывает межтопливную конкуренцию углю и ВИЭ как для новой, так и для действующей генерации. Нормированная стоимость электроэнергии на газовой ТЭС с ГТУ в Китае оценивается в 83,6 долл./МВт*ч с учетом капитальных затрат, для угля этот показатель практически в два раза ниже – от 42,9 (для пылевидного сжигания) до 54,2 долл./МВт*ч (для станций комбинированного цикла с газификацией угля), генерация на ВЭС и биотопливных электростанциях также обходится дешевле – в 58,6 и 77,1 долл./МВт*ч соответственно. Единственной реалистичной опцией для газа в электрогенерации АТР является вытеснение дизтоплива и мазута.

Поэтому для стимулирования роста спроса на СПГ Китай в течение 2016–2018 гг. активно разрабатывал и принимал новые законодательные и политические меры. В частности, после того как цель по снижению доли угля в общем потреблении энергии до 65% к 2017 г., поставленная в Плане действий по предотвращению и контролю за загрязнением воздуха (Action Plan for Air Pollution Prevention and Control) от 2013 г., была успешно выполнена, правительство установило новый целевой показатель – 58% к 2020 г. В связи с этим в декабре 2017 г. было принято решение о дальнейшем ужесточении экологической политики. Новым приоритетом стало замещение дисперсного угля на «чистый» уголь в рамках Программы чистого теплоснабжения (распространяется на 14 северных провинций), а также на газ. Предполагается, что благодаря осуществляющимся в ее рамках мероприятиям потребление СПГ в Китае вырастет на 17 млн т в 2021 г.

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

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

В Европе основным драйвером роста потребления СПГ является падение собственной газодобычи на 63 млрд м³ к 2025 г. по сравнению с 2017 г., которое приведет к росту импорта с 256 до 303 млрд м³. Если доля российского газа в европейском потреблении сохранится на уровне 35%, спрос на СПГ в регионе вырастет с текущих 45 млн т до 80 млн т к 2025 г. и 113 млн т в 2030 г. Одним из основных бенефициаров такого положения дел может стать российский СПГ, который имеет небольшое транспортное плечо и возможность покрывать растущие потребности в газе европейских стран, не являющихся контрагентами «Газпрома». Прежде всего это Великобритания, Испания, Португалия, Бельгия, куда сегодня направляются основные объемы газа проекта «Ямал СПГ».

НОВЫЕ ИГРОКИ:
ПОВЫШЕНИЕ
ДОСТУПНОСТИ ГАЗА

Рост мирового спроса на СПГ обусловлен увеличением числа стран-импортеров газа за счет строительства регазификационных терминалов. В июне 2018 г. их ряды пополнила Панама после ввода в эксплуатацию приемных мощностей СПГ 1,5 млн т в год, а также газовой ТЭС Costa Norte, ежегодные нужды которой будут составлять 0,4 млн т. Кроме того, терминал планируется использовать в качестве регионального хаба: часть импортируемого СПГ будет перегружаться на суда для реэкспорта в другие страны Центральной Америки, применяться для бункеровки, а также поставляться автомобильным транспортом на нужды промышленности, транспорта и малой энергетики региона.

Таблица 2.
Минимальный спрос на СПГ, мощности (млн т) и загрузка (%) новых терминалов СПГ в 2025 г.

Страна	Минимальный спрос на СПГ	Мощности терминалов СПГ	Загрузка
Бангладеш	12,4	37,7	33%
Германия	4,7	13,9	34%
Бахрейн	3,7	6,0	61%
Мьянма	3,3	6,2	53%
Филиппины	3,1	8,0	39%
Ирландия	2,6	7,5	34%
Марокко	2,5	5,3	48%
Вьетнам	1,8	2,8	66%
Эстония	1,7	5,0	34%
Гана	1,7	2,0	85%
Гонконг	1,2	4,0	30%
Панама	1,1	1,5	73%
Шри Ланка	1,0	2,6	38%
Хорватия	0,6	1,9	34%
Кипр	0,4	1,3	34%
Сальвадор	0,4	0,5	80%
Кот д'Ивуар	0,4	3,0	13%
Всего:	42,7	109,3	39%

Источник: VYGON Consulting

В августе 2018 г. с запуском приемного терминала пропускной способностью в 3,8 млн т первый груз СПГ получил и Бангладеш. Для замещения ожидаемого падения собственной добычи

газа на фоне роста спроса на электроэнергию к 2025 г. стране потребуется порядка 12,4 млн т СПГ в год, в связи с чем были установлены амбициозные планы по дальнейшему развитию СПГ-инфраструктуры. Второй терминал аналогичной мощности уже строится и может быть запущен в следующем году. Еще 5 проектов находятся на стадии планирования, при их реализации к 2025 г. общие возможности страны по импорту СПГ составят 37,7 млн т.

На горизонте до 2025 г. Панама и Бангладеш – не единственные новые игроки. Ожидается, что статус СПГ-импортеров получат еще 15 стран, запуск заявленных проектов обеспечит 70,1 млн т прироста мировых регазификационных мощностей. 5 из них расположены в АТР – Мьянма, Вьетнам, Филиппины, Шри Ланка и Гонконг. К 2025 г. эти государства планируют запуск 23,6 млн т новых приемных терминалов СПГ, их ожидаемый спрос на газ – 10,5 млн т, что обусловлено ростом потребления электроэнергии и сокращением собственной добычи.

Так, в Мьянме будет построено четыре газовых ТЭС, способных производить более 3100 МВт электроэнергии, что позволит увеличить установленные энерго мощности всех типов практически вдвое. Во Вьетнаме запланировано строительство 5250 МВт газовой генерации, при этом ожидается задержка начала разработки Блока «Б» – одного из крупнейших газовых месторождений страны. На Филиппинах, где уже строится первый регазификационный терминал мощностью в 3 млн т, который может быть запущен в 2019 г., в связи с истощением собственных месторождений ожидается быстрое падение добычи.

Страны Европы – Германия, Хорватия, Эстония, Ирландия и Кипр – в стремлении диверсифицировать источники поставок газа также планируют соорудить приемные СПГ-терминалы общей мощностью в 29,6 млн т. Предполагая, что к 2025 г. их загрузка будет соответствовать ожидаемому Еврокомиссией среднеевропейскому уровню в 34%, это обеспечит рост мирового спроса на СПГ на 10,1 млн т.

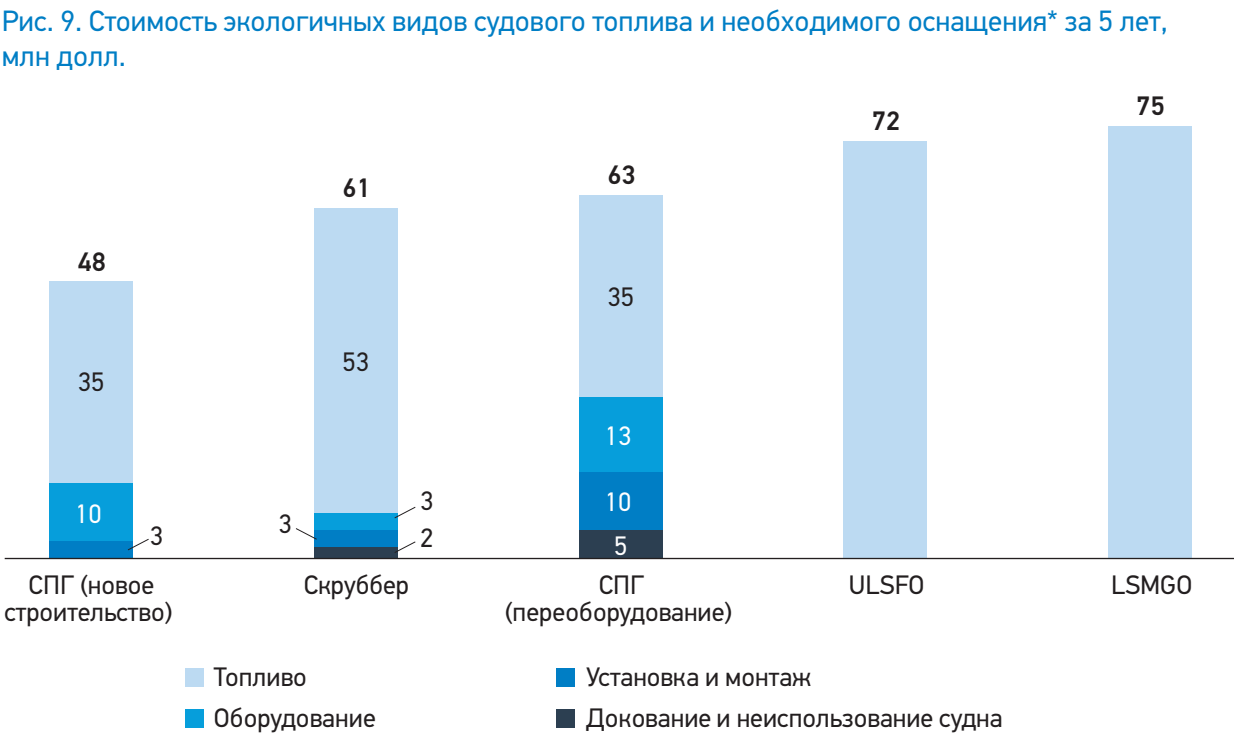
Также к числу импортеров сжиженного природного газа намерены присоединиться Бахрейн, где в сентябре 2018 г. было завершено строительство приемного терминала, а получение первого груза ожидается уже в начале 2019 г.; Сальвадор, Гана, Кот-д'Ивуар и Марокко. К середине следующего десятилетия регазификационные мощности в этих странах составят 16,8 млн т. Совокупность факторов – ожидание стагнации добычи в Бахрейне при росте потребления, планы по строительству газовых ТЭС в африканских странах и Сальвадоре – обеспечит спрос в 8,7 млн т СПГ в год.

Таким образом, в общей сложности к 2025 г. новым импортерам, т.е. странам, которые не закупали СПГ до 2018 г., удастся загрузить свои приемные терминалы СПГ (109,3 млн т) на 39%, в результате чего мировой спрос вырастет на 42,7 млн т.

СПГ БУНКЕРОВКА

Активно обсуждается потенциал роста использования СПГ в качестве судового бункерного топлива на фоне ужесточения экологических стандартов: в 2016 г. Международная морская организация объявила о введении требований по значительно-му сокращению выбросов оксидов серы (SO_x) с 2020 г. Согласно новым положениям Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов (MARPOL), топливо, используемое на судах, должно иметь содержание серы не более 0,5% по сравнению с нынешним пределом в 3,5%. В установленных зонах эмиссионного контроля в Северной Америке и Балтийском и Северном морях в Европе уже действует норматив в 0,1%. СПГ полностью соответствует этим критериям: выбросы SO_x , оксидов азота (NO_x) и твердых частиц практически отсутствуют, углекислого газа (CO_2) также производится меньше относительно традиционных видов судового топлива.

Однако сжиженный газ – не единственная альтернатива судовладельцев. Среди наиболее перспективных на сегодняшний день возможностей следует отметить переход на низкосернистое маловязкое топливо (LSMGO) или ультранизкосернистый мазут (ULSFO). Кроме того, возможна установка скруббера – устройства для очистки выхлопных газов с помощью промывки жидкостью, которое позволяет сократить объем выбросов серы до допустимого уровня при использовании привычного для отрасли высокосернистого мазута.



* Предпосылки расчета: контейнеровоз вместимостью 8500 TEU; пробег 70 тыс. морских миль в год, расход топлива: танкер на СПГ – 146 т/сут., скруббер – 208 т/сут., ULSFO 193 т/сут.; средняя скорость – 23,5 узлов; цена на нефть Brent – 72 долл./барр.; цена топлива: СПГ – 383 долл./т, низкосернистый газойль – 622 долл./т., ультранизкосернистый мазут – 601 долл./т, высокосернистый мазут – 407 долл./т.

Источник: Thomson Reuters, Ship & Bunker, Fearnley LNG, VYGON Consulting

СПГ позволит судовладельцам существенно сократить расходы на топливо: в 2018 г. сжиженный газ в среднем обходился дешевле даже высокосернистого мазута, при этом обладая большей теплотворной способностью, что при прочих равных условиях означает и обеспечение лучшей топливной эффективности. Так, для контейнеровоза вместимостью 8 500 TEU при ценах 2018 г. переход на СПГ позволил бы тратить на топливо на 33,8% меньше по сравнению с высокосернистым мазутом (при условии установки на судне скруббера, несколько увеличивающего расход топлива) и более чем на 50% меньше по сравнению с дорогостоящими LSMGO и ULSFO.

Несмотря на столь существенные преимущества сегодня в мире числится лишь 133 судна на СПГ, на строительство еще 140 имеются подтвержденные заказы, а мировое потребление сжиженного газа для бункеровки не превышает 1 млн т в год. В то же время скрубберов установлено и заказано уже более 2 тысяч.

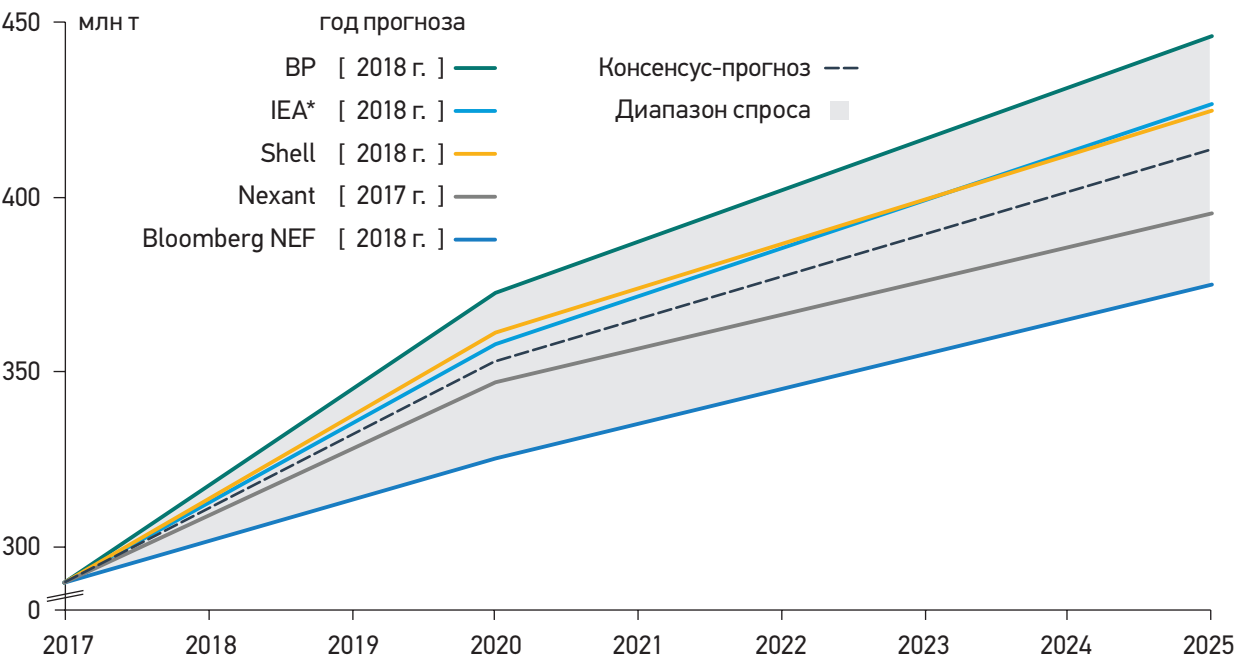
Столь скромная динамика объясняется необходимостью осуществления значительных капитальных затрат: при строительстве нового судна доплата за его оснащение силовой установкой на СПГ составит порядка 13 млн долл., конвертация на СПГ действующего корабля в связи с большей сложностью работ обойдется еще дороже – в 28 млн долл. В числе прочих сдерживающих факторов – необходимость дальнейшего развития инфраструктуры, а также оптимизация пространства на судах: размещение резервуаров с СПГ на борту судов занимает площадь, которую можно было бы выделить под каюты или грузовые помещения.

Таким образом, применение СПГ наиболее привлекательно для активно используемых судов с высоким расходом топлива, таких как контейнеровозы и круизные лайнеры с большим дедевейтом. При этом новое строительство здесь более обосновано, что находит свое отражение в уже принятых решениях судовладельцев: 127 из 140 подтвержденных заказов на суда на СПГ представлены новыми кораблями, лишь 13 – конвертацией действующих. С учетом текущей динамики вводов судов и поступления заказов к 2025 г. сжиженный газ будет приводить в движение флот из более чем 400 судов, а потребление СПГ для бункеровки составит лишь около 5,1 млн т или менее 1,5% мирового спроса.

ПРОГНОЗЫ СПРОСА НА СПГ

Аналитические агентства и энергетические компании сходятся во мнении о том, что мировой рынок СПГ ожидает активный рост. Их прогнозы предполагают, что на фоне падения собственной добычи газа в странах-импортерах, обозначенной экологической повестки и иных факторов спрос до 2025 г. будет увеличиваться со среднегодовым темпом от 3,3 до 5,5% и составит 395–446 млн т против 290 млн т в 2017 г.

Рис. 10. Прогнозы потребления СПГ до 2030 г.



* Прогноз IEA скорректирован на не учитываемые организацией объемы внутрирегиональной торговли СПГ

Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Наиболее оптимистичные взгляды разделяют Shell, IEA, а также BP, ожидающие, что к 2025 г. мировое потребление СПГ достигнет 425–446 млн т соответственно. Сходство их оценок в значительной степени объясняется однородностью применяемых макроэкономических предпосылок. Так, до 2025 г. они прогнозируют среднегодовой темп увеличения численности населения в 1% и рост мирового ВВП в 3,4–3,7%. Shell и вовсе в своем последнем отчете LNG Outlook 2018 использует макропараметры IEA, ссылаясь на сценарий новой политики (New Policies Scenario), из-за чего прогнозы обоих агентств практически идентичны.

Ожидание BP в отношении будущего рынка СПГ несколько более оптимистично, поскольку компания предполагает, что доля газа в мировом топливно-энергетическом балансе достигнет 25% в 2025 г. против 23% у IEA.

Nexant предлагает более сдержанный прогноз – 395 млн т в 2025 г. В своем отчете эксперты соглашаются с тем, что ключевыми источниками роста спроса на СПГ станут рынки развивающихся стран, в первую очередь – Китай. Однако они отмечают, что в Европе и странах бывшего СССР потенциал существенно ограничивается относительно низкими темпами экономического роста, повышением энергоэффективности, продвижением ВИЭ, а также изначально высокой долей газа в структуре потребления.

Наконец, наиболее консервативную оценку дает Bloomberg New Energy Finance – лишь 375 млн т к середине следующего десятилетия. Это связано с оптимистичной позицией информационно-аналитического агентства в отношении будущего возобновляемых источников энергии. Компания ожидает, что уже в 2025 г. доля ВИЭ в производстве электроэнергии в мире достигнет 38% против 32% в сценарии новой политики IEA.

Будущие прогнозы могут стать еще позитивнее, поскольку исходят они в значительной степени из динамики, актуальной на момент их выпуска. Так, всего 2 года назад аналитики Bloomberg предполагали, что к 2025 г. мировое производство СПГ составит 328 млн т, однако, после того как по итогам 2016 г. фактический спрос вырос на 7,5%, в 2017 г. – еще на 9%, возросли и ожидания: актуальный на сегодняшний день прогноз выше на 47 млн т.

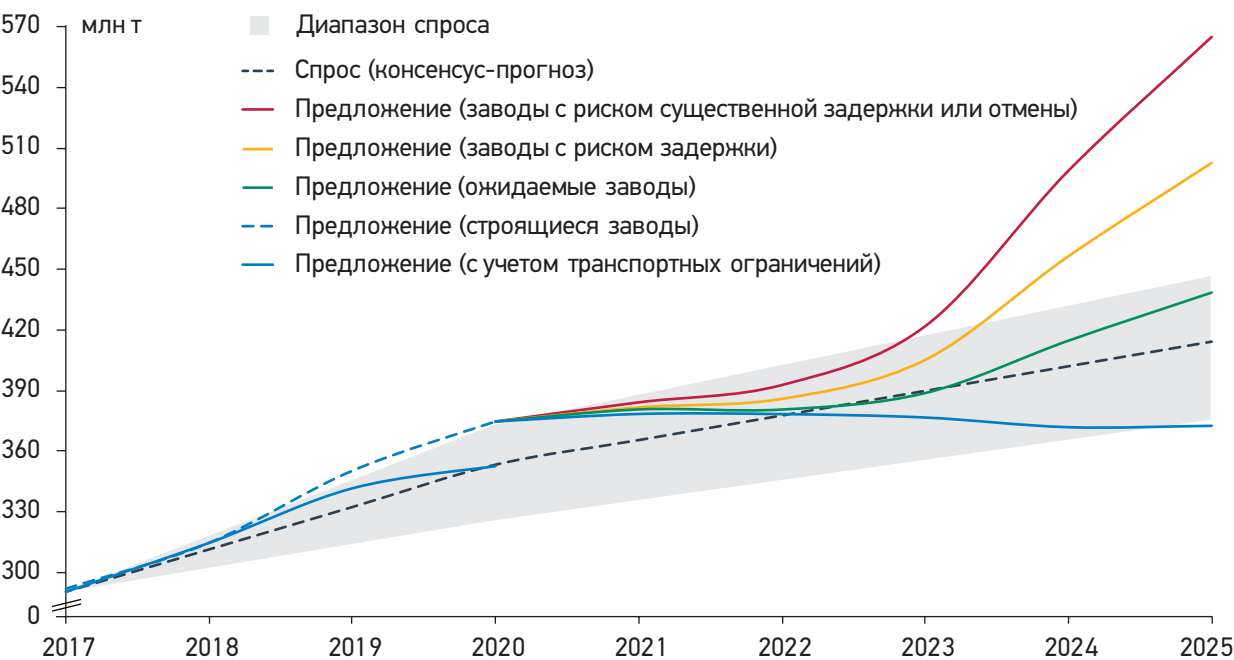
БАЛАНС И ЦЕНЫ

ИЗБЫТОК ИЛИ ДЕФИЦИТ?

Представим, что до 2025 г. заработают только уже строящиеся заводы по сжижению газа со 100%-й загрузкой. В таком случае избыток потенциального предложения достигнет своего максимума в 2020 г. – 21 млн т относительно консенсус-прогноза спроса. В сценарии оптимистичного спроса на СПГ (верхняя граница серой зоны на рисунке 11) он составит только 1,6 млн т. Однако из-за инфраструктурных ограничений (см. «Транспортные ограничения») в 2020 г. вместо планируемых 374 млн т СПГ транспортом будет обеспечено только 352 млн т, что соответствует консенсус-прогнозу. Общая загрузка заводов СПГ в мире при этом снизится с 86% в 2017 г. до 79% в 2020 г.

Уже с 2021 г. при вводе только строящихся мощностей на рынке может возникнуть дефицит предложения, который к 2025 г. при консенсус-прогнозе спроса составит 42 млн т. Именно поэтому инвесторы, которые видят эту возможную нехватку СПГ, стремятся как можно скорее заключить соглашения с покупателями и начать стройку.

Рис. 11. Прогнозный баланс спроса и предложения СПГ в мире до 2025 г., млн т



Источник: VYGON Consulting

Ввод ожидаемых заводов, по которым FID с высокой вероятностью будут приняты в 2019-2020 гг. (а это 74 млн т), также не приведет к возникновению профицита СПГ.

Хотя предложение превысит консенсус-прогноз спроса на 24 млн т в 2025 г., оно не выйдет за пределы рассматриваемого нами возможного диапазона значений по импорту СПГ.

Мировой рынок СПГ может существенно разбалансироваться уже после 2023 г. только в случае запуска заводов с рисками задержки по срокам и отмены (желтая и красная линии на рисунке 11), однако мы считаем эти сценарии маловероятными.

Для реализации потенциала предложения базового сценария необходимо будет построить дополнительно около 150 танкеров (в том числе для замещения выбытий), флот газозовов должен будет составить 695 шт. к 2025 г.

Таким образом, сформировавшиеся в последнее время ожидания избытка СПГ (LNG glut), скорее всего, не оправданы. Можно говорить о сбалансированности рынка до 2021–22 гг. с возникновением профицита только при своевременном принятии FID и вводе новых мощностей, а также развитии танкерного флота.

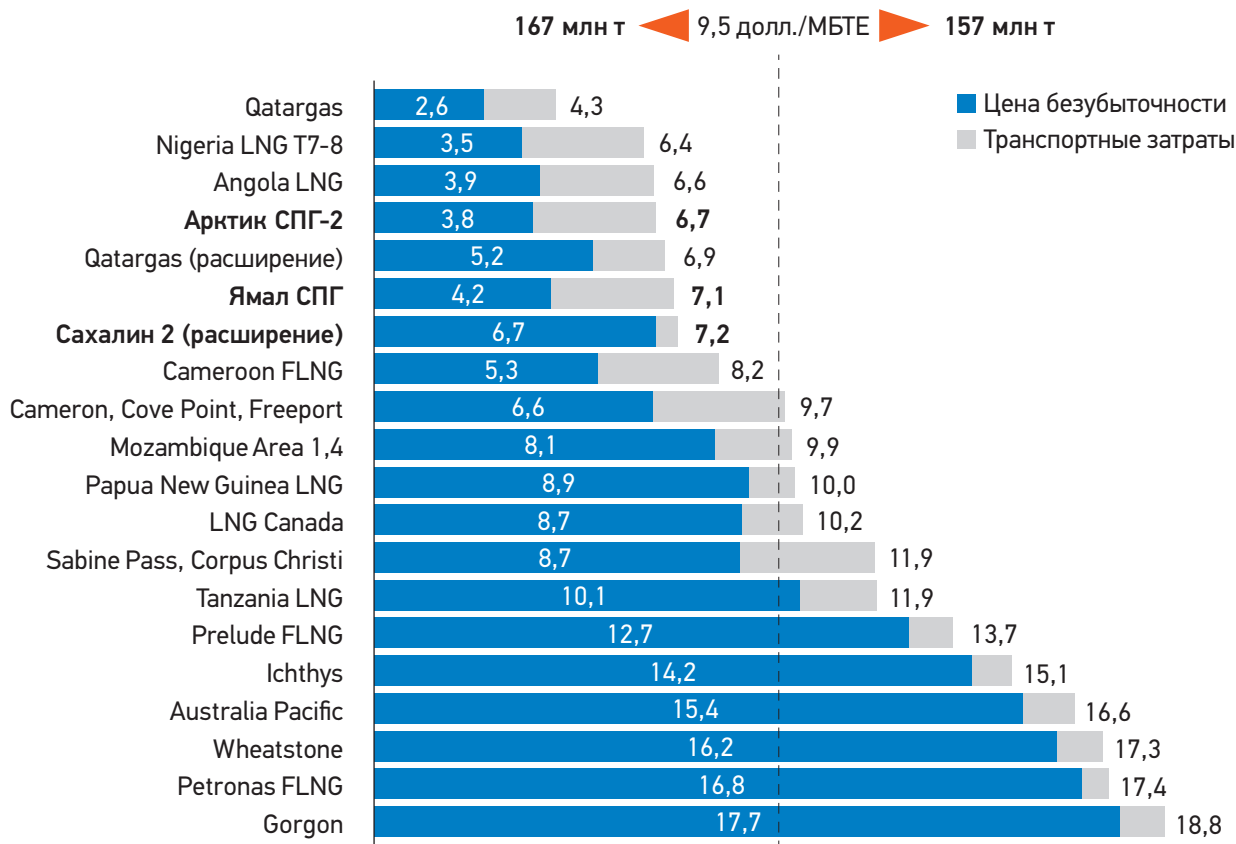
ЦЕНЫ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ НОВЫХ ПРОЕКТОВ

Строящиеся заводы и новая волна проектов СПГ, которые приведут к формированию избытка предложения СПГ до 2022 г., будут оказывать давление на спотовые котировки газа. Кроме того, влияние окажут нефтяные цены, которые с начала ноября 2018 г. снижаются на фоне возникновения избытка предложения нефти. Это особенно характерно для АТР, где цены на СПГ преимущественно формируются в привязке к стоимости импортируемой Японией нефтяной корзины (JCC) с поправочным коэффициентом (обычно 12–14%) и временным лагом 3 месяца.

При ценах на нефть JCC в районе 65 долл./барр. стоимость СПГ для АТР снизится до 8,8–10,1 долл./МБТЕ, что сделает убыточными поставки СПГ с большинства заводов, запущенных в текущем десятилетии. Это все австралийские проекты, которые были полностью законтрактованы, так как отвечали требуемому росту нового предложения и рассчитывали получить азиатскую премию. Что касается новых австралийских СПГ-проектов, принятия FID в отношении второй техлинии в 2019 г. ожидает Darwin LNG. Хотя он уже получил госфинансирование для целей составления

ТЭО, первоочередным вопросом для его оператора является разработка крупного офшорного месторождения Barrosa как замены действующей ресурсной базы первой очереди завода, которая будет полностью истощена в 2022 гг. В этой связи планируемое расширение завода не обеспечено ресурсной базой, а варианты ее расширения пока только прорабатываются. В условиях текущего избытка предложения мы предполагаем, что ни по одному новому австралийскому СПГ проекту в 2018-2020 гг. не будет принято FID.

Рис. 12. Цена безубыточности новых заводов СПГ (базис – FOB) и стоимость поставки до АТР, долл./МБТЕ



* Фрахтовые ставки – 140 тыс. долл./сут., цена мазута - 404 долл./т

Источник: Sberbank CIB, VYGON Consulting

Из готовящихся к FID заводов только некоторые могут с уверенностью претендовать на 100%-ю загрузку мощностей, в первую очередь катарские и российские. Проект расширения компании Qatargas получил мощный толчок после снятия государственного моратория на разработку ресурсов Северного месторождения в апреле 2017 г. Помимо производства 31 млн т СПГ в год (43,5 млрд м³), переработка газа месторождения позволит ежегодно

производить 1,1 млн т этана для нефтехимии, 68 млн барр. конденсата и 3,1 млн т СУГ. По сравнению с новой ресурсной базой на действующих добычных активах катарских СПГ-проектов извлекается гораздо больше жирных компонентов (этана, СУГ и газового конденсата), что за счет их более высокой стоимости существенно улучшает экономику сжижения газа.

Действительно, содержание ГК составляет 184 г/м³, всех выделяемых компонентов – 280 г/м³. Для сравнения, для газового проекта Dolphin, ресурсной базой которого являются «старые» участки Северного месторождения (добыча 19 млрд м³ в год), эти показатели равны 231 и 375 г/м³ соответственно. При ценах на этан, СУГ и ГК в 98, 540 и 680 долл./т выручка от реализации выделяемых компонентов для проекта Dolphin составляет 3,13 млрд долл. (4,61 долл./МБТЕ), для расширения Qatargas – 5,86 млрд долл. (3,77 долл./МБТЕ).

В результате, можно ожидать, что стоимость СПГ в АТР с учетом транспортировки для нового проекта Qatargas составит 6,9 долл./МБТЕ по сравнению с 4,3 долл./МБТЕ у действующих заводов.

В отличие от Катара, российский проект «Новатэка» «Арктик СПГ-2», как и недавно запущенный «Ямал СПГ», планируется реализовывать в условиях отсутствия инфраструктуры. Поэтому он хоть и имеет достаточно низкие удельные проектные затраты, требует более длительного срока до ввода в эксплуатацию.

По нашим оценкам, если инвестиции в проект действительно будут на 30%⁷ ниже, чем для «Ямал СПГ», цена безубыточности «Арктик СПГ-2» (без учета затрат на транспортировку СПГ) составит 3,8 долл./МБТЕ, а стоимость поставки в АТР – 6,7 долл./МБТЕ. Это сделает проект одним из самых конкурентоспособных новых активов по сжижению газа в мире.

Американский СПГ – еще один сравнительно новый игрок на рынке, которому удалось законтрактовать большинство строящихся мощностей. США обладают значительными объемами дешевых запасов: почти 16 трлн м³ газа могут быть введены в разработку при цене Henry Hub ниже 2,5 долл./МБТЕ без каких-либо новых открытий или технологических усовершенствований. Однако будет ли этот СПГ востребован азиатскими и европейскими потребителями?

7

Заявление Л.Михельсона на выездном заседании Совета Госдумы в Сабетте 23 апреля 2018 г.: «У нас внешнее финансирование привлечено (на проект Ямал СПГ) сроком на 15 лет, но я думаю, что срок окупаемости будет в разы меньше. Следующий проект, что очень важно, по нашим оценкам, потребует на 30% капиталовложений меньше». Цитата приводится по <https://www.interfax.ru/business/609765>

В течение 2016-2017 гг. поставки СПГ США в Европу и АТР обрачивались для его экспортеров убытками⁸, но в 2018 г. ситуация изменилась. Большую часть времени на рынке держались высокие нефтяные цены. К тому же в зимний период мы наблюдаем ценовые всплески в АТР, возникающие в силу ограниченности мощностей по хранению газа.

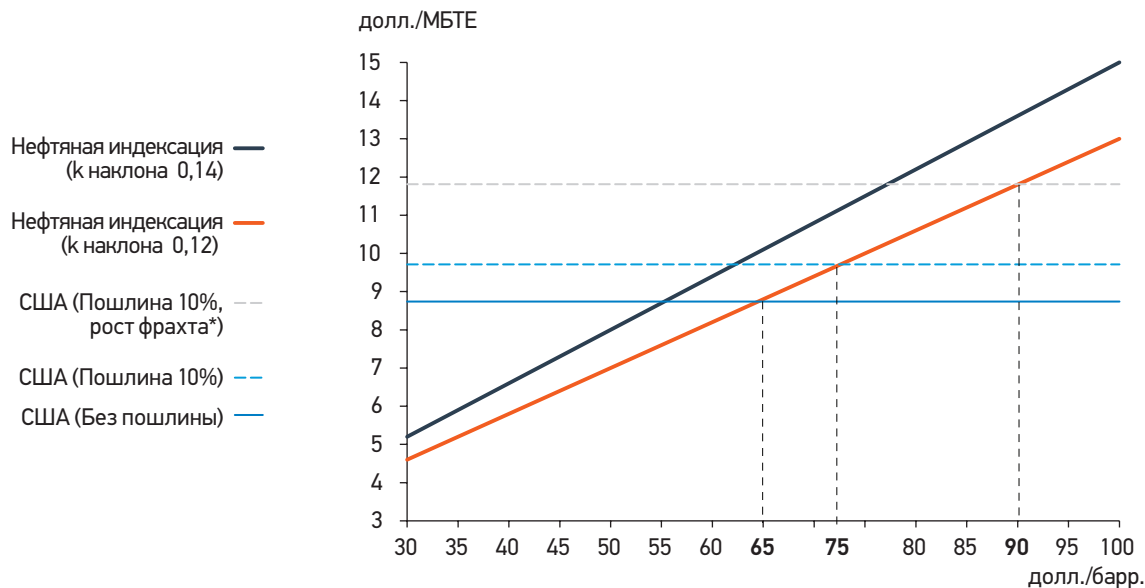
Из-за этого американский СПГ практически во все месяцы оказывался конкурентоспособным. Когда цены на нефть в апреле 2018 г. перевалили за 70 долл./барр, сжиженный газ из США, цена которого формируется в привязке к Henry Hub, обходился покупателям минимум на 1 долл./МБТЕ дешевле, чем газ, отбираемый ими по контрактам с нефтяной индексацией. Однако к концу года произошло сразу несколько событий, которые привели к снижению конкурентоспособности американского СПГ.

Во-первых, в ходе торговой войны между Китаем и США Пекин в середине сентября 2018 г. ввел заградительные пошлины в размере 10% на импорт СПГ. В результате стоимость поставки американского СПГ в Китай увеличилась с 8,7 до 9,7 долл./МБТЕ. В октябре Поднебесная полностью прекратила импорт нефти и газа из США.

Это решение не только ухудшает экономику поставок СПГ в моменте, но и оказывает определенное влияние на принятие FID по другим заводам в стране, которые планировали маркетировать свой газ в Китае. В их список уже попал проект австралийской компании LNG Limited в Луизиане – Magnolia LNG, который отложил решение по началу строительства на 2019 г. Ранее мы высоко оценивали его шансы на реализацию: были получены все разрешения, привлечено акционерное финансирование и даже заключен предварительный договор с индийской компанией VSG на поставку до 4 млн т СПГ в год.

⁸ Об особенностях американской бизнес модели СПГ см. «Американский СПГ на мировых рынках: успех или фиаско?», апрель 2018 г. - <http://vygon.consulting/products/issue-860/>

Рис. 13. Стоимость СПГ США в Китае против цены СПГ с нефтяной индексацией



* Рост тайм-чартерного эквивалента с 80 до 200 тыс. долл./сут.

Источник: VYGON Consulting

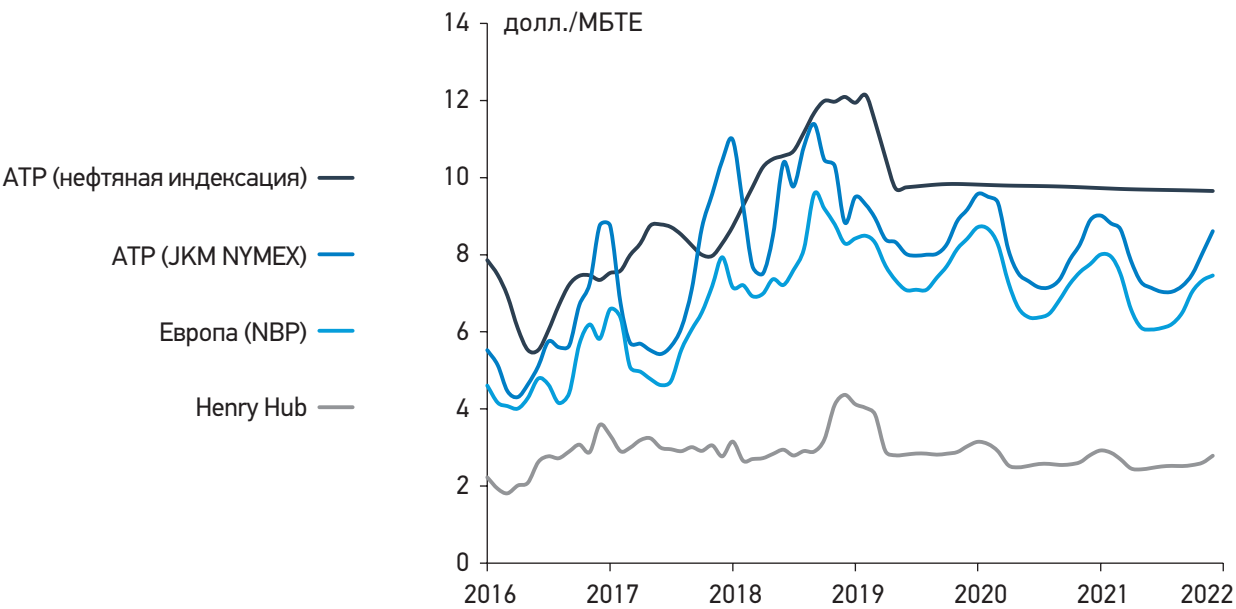
Другой фактор, который может существенно повлиять на цены, – рост тайм-чартерных ставок для СПГ танкеров. Как было указано выше, потенциальный дефицит судов СПГ отразился и на спотовых котировках за их аренду. Ряд компаний активно ищут газозы для долгосрочных чартеров, что является индикатором того, что производство СПГ растет быстрее предложения танкеров. На протяжении 2015–2017 гг. арендные ставки судов сохранялись на рекордно низком уровне в 25–45 тыс. долл./сут., но в декабре 2017 г. впервые с 2014 г. они достигли 80 тыс. долл./сут. А в конце 2018 г. превысили 150 тыс. долл./сут.

Для США это означает, что при росте тайм-чартера до 200 тыс. долл./сут. в ближайшие пару лет, их газ в Китае (стоимость которого с учетом доставки потребителю составит почти 12 долл./МБТЕ) будет конкурентоспособен только при ценах на нефть выше 90 долл./барр.

Нефтяные котировки по-прежнему являются основным фактором влияния на стоимость СПГ, поскольку к ним индексируется около 80% всех контрактов, при этом пропорция долгосрочных сделок и спота существенно не меняется. Однако в дальнейшем цены на газ будут гораздо меньше привязаны к нефти. Рост случаев использования спотовой индексации в долгосрочных контрактах, баланс спроса-предложения, фактор погоды, фрахтовые ставки на рынке СПГ будут иметь куда более важное значение для цен

на газ. Если исключить воздействие погоды, то мы имеем два разнонаправленно действующих фактора: избыток мощностей по сжижению газа относительно спроса, оказывающий давление на цены, и рост фрахтовых ставок, который, напротив, приводит к их росту.

Рис. 14. Региональные цены на газ и форвардные кривые



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

Если посмотреть на форвардные кривые цен на газ в АТР и Европе, то они демонстрируют плавное снижение в ближайшие 3 года. Так, в 2021 г. ценовые ожидания трейдеров находятся на уровне 6,9 долл./МБТЕ для Европы и 7,9-9,7 долл./МБТЕ для Азии. При этом между регионами сохраняются достаточно низкие дифференциалы. Дело в том, что стоимость СПГ в Японии до сих пор является основным бенчмарком котировок в АТР, поэтому политика страны по перезапуску ядерных реакторов будет способствовать снижению спроса на газ, а, следовательно, цен, что приведет к сохранению низких стоимостных дифференциалов между Европой и АТР.

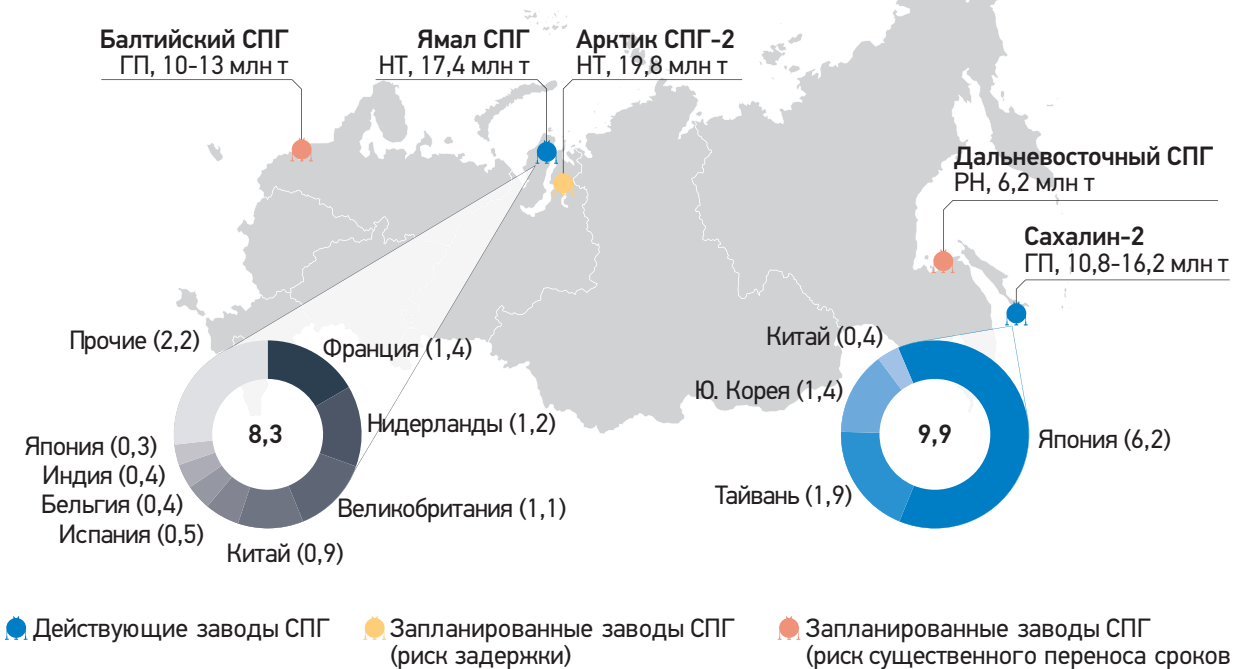
После 2021 г. возникнет обратная ситуация: тайм-чартерные ставки в очередной раз снизятся, тогда как предложение СПГ будет расти достаточно умеренно, загрузка заводов вырастет. Исходя из этих индикаторов, цены на газ в 2021-2022 гг. могут достичь 8,5 долл./МБТЕ в Европе и 10,5 долл./МБТЕ в Азии, в базовом сценарии они сохранятся на этом уровне вплоть до 2025 г.

РОССИЙСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Сегодня в России функционирует два крупнотоннажных завода по производству сжиженного природного газа: «Сахалин-2» (2 технологические линии суммарной мощностью 10,8 млн т) и «Ямал СПГ» (3 техлинии мощностью 16,5 млн т), занимая 8-е место в списке крупнейших игроков. Кроме того, на Балтике «Газпром» реализует мало- и среднетоннажные проекты, мощности которых планируется использовать в целях бункеровки судов на СПГ: завод в районе компрессорной станции «Портовая», а также производство и перегрузка СПГ в порту Высоцк.

По итогам 2018 г. ожидается, что работающие заводы отгрузят 18,3 млн т СПГ по сравнению с 10,6 млн т в 2017 г., что позволит обеспечить 6% мирового спроса на сжиженный природный газ. Из них 10 млн т приходится на «Сахалин-2», 8,3 млн т на запущенные техлинии «Ямал СПГ».

Рис. 15. Карта российских проектов СПГ и поставки с действующих заводов в 2018 г., млн т



Источник: Thomson Reuters, VYGON Consulting

На проекте «Арктик СПГ-2», как уже указывалось в таблице 1, возможны задержки реализации в связи с амбициозными целями «Новатэка» по уровню локализации при строительстве завода. Недостаточный опыт производства газовых турбин и компрессоров большой мощности потребует создания технологической линии с нуля. Разработка критически важного оборудования (ГТУ, компрессоров, криогенных теплообменников) в России уже

ведется в рамках совместного предприятия Siemens и «Силовые машины», Объединенной двигателестроительной корпорации при поддержке Минпромторга, «Силовые Машины» совместно с Linde.

Для минимизации данного риска «Новатэк» в последнее время активно проводит подготовительные мероприятия: уже было объявлено несколько тендеров на поставку некоторых групп материалов и оборудования, чтобы успеть начать строительство в 2019 г. Похоже, компания намеренно форсирует события, чтобы стать первой в волне проектов нового инвестиционного цикла.

На сегодняшний день у проекта также нет подтвержденных контрактов на поставку СПГ, хотя следует отметить, что ранее компания сообщала о своей готовности принять FID и без их заключения⁹.

В пользу проекта говорит интерес иностранных инвесторов и правительства. Пока привлечение финансирования происходит по аналогичной «Ямал СПГ» схеме. Так, в мае 2018 г. французская Total приобрела в 10%-ю долю с правом на покупку дополнительных 5%. Кроме того, «Арктик СПГ-2» уже заручился правительственной поддержкой: с 2019 г. Фонд развития планирует выделить 104 млрд руб. на строительство инфраструктуры («Ямал СПГ» в свое время получил 150 млрд руб.).

Список инвесторов, вероятно, только продолжит расширяться. В июне 2018 г. «Новатэк» подписал меморандум о взаимопонимании с южнокорейской KOGAS, в котором выражается взаимная заинтересованность в участии последней в «Арктик СПГ-2». В конце октября 2018 г. о намерении Saudi Aramco стать крупнейшим после российской компании акционером проекта заявил министр энергетики Саудовской Аравии Халед аль-Фалех. Продолжаются переговоры с китайской CNPC и японскими Mitsui и Marubeni.

Помимо планов компании «Новатэк» по «Арктик СПГ-2», до 2025 г. ввести новые мощности стремятся «Газпром» и «Роснефть». Приоритетные крупнотоннажные проекты «Газпрома» – расширение «Сахалина-2» и «Балтийского СПГ». Интерес к «Балтийскому СПГ» возрос в конце 2018 г.: по итогам Петер-

⁹ О возможности принять FID по проекту «Арктик СПГ-2» сообщал финансовый директор компании «Новатэк» Марк Джетвей на конференции Oil & Money 2017 в Лондоне: «Если вы способны реализовать конкурентный проект, то рынок придет к вам сам», – сказал он, отвечая на соответствующий вопрос. – ИА «Север-Пресс», 18.09.2017: <http://sever-press.ru/2017/10/18/novatek-mozhet-prinyat-reshenie-po-arktik-spg-2-bez-podtverzhdennykh-kontraktov/>

бургского международного газового форума компании удалось подписать рамочное соглашение о совместной разработке технической концепции проекта с Shell. Это весьма серьезный шаг, который позволит перейти от этапа разработки концепции к предпроектным изысканиям. В ближайшее время можно ожидать, что в проект войдут Shell, Itochu и Mitsubishi, таким образом будет сформирована окончательная структура акционеров. Из очевидных преимуществ «Балтийского СПГ» стоит отметить доступность ресурсной базы: газ будет подаваться из единой системы газоснабжения. Однако судя по темпам продвижения проекта, концепция которого прорабатывается еще с середины 2000-х гг., и при отсутствии понимания конфигурации завода (проектной документации), а также долгосрочных контрактов с покупателями запуск «Балтийского СПГ» может существенно запоздать относительно последнего официально озвученного срока – середины 2023 г.

Стоит также отметить, что до сих пор приоритетом инвестиционной программы «Газпрома» остаются трубопроводные проекты. Данный факт также тормозит реализацию третьей очереди «Сахалин-2». Ресурсной базой должно стать Южно-Кириновское месторождение, разработка которого осложнена адресными санкциями США. Соглашение о поставке газа с «Сахалина-1» все еще не достигнуто, однако переговоры между компаниями продолжаются, и его можно ожидать в любой момент. Действующие техлинии завода работают на пределе своих мощностей, и, хотя новые контракты на 3-ю очередь еще не заключены, со стороны покупателей есть высокий интерес к дополнительным объемам. В отношении технологий СПГ риски также минимальны. Shell использует собственную технологию DMR на заводе «Сахалин-2» и, вероятно, она же будет применяться и на 3-ей техлинии, а также при строительстве завода «Балтийский СПГ». В целом по данному проекту вероятно отклонение от заявленных сроков в пределах 1-2 лет.

«Дальневосточный СПГ» – проект, продвигаемый компанией «Роснефть». Ресурсной базой по нему должен стать газ с проекта «Сахалин-1», акционеры которого параллельно обсуждают его продажу «Сахалину-2». Для снижения риска влияния потенциальных западных санкций к строительству завода помимо Exxon Mobil планируется привлечь новых партнеров, что, с учетом рисков, может существенно затянуть реализацию проекта.

В 2020 г. доля российского СПГ на мировом рынке составит 7%. В 2025 г., если «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ», 3-я линия «Сахалина-2» и Дальневосточный СПГ не будут запущены вовремя, доля России в общемировом производстве сжиженного

природного газа в сценарии ожидаемого ввода заводов (зеленая кривая предложения на рисунке 11) снизится до 6%. Кроме того, наши проекты не успевают выйти в самое благоприятное для начала работ время формирования дефицита СПГ.

Поэтому необходимо интенсифицировать работу по минимизации обозначенных нами рисков для скорейшего принятия FID по этим проектам.

При реализации сценария запуска заводов с риском отмены (красная кривая на рисунке 11) наша доля составит 11%. На озвучиваемые Минэнерго 15% в 2025 г. Россия может рассчитывать только при условии, что мировой спрос на СПГ будет соответствовать нашему консенсус-прогнозу, а все отечественные СПГ заводы будут работать при полной загрузке.

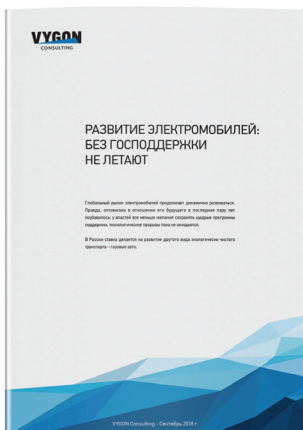
В конце 2017 г. Правительство РФ активизировало работу по поддержке роста отечественной СПГ индустрии. Была разработана комплексная программа, включающая не только строительство заводов, но и масштабное развитие транспортной инфраструктуры, машиностроительной отрасли и производства отечественного оборудования. В частности, в августе 2018 г. была разработана Минпромторгом и утверждена Правительством РФ «дорожная карта» реализации первоочередных мер по локализации критически важного оборудования для средне- и крупнотоннажного производства сжиженного природного газа и строительства судов-газовозов.

Пока технологии сжижения СПГ под санкции не попали, однако с учетом раскручивающейся санкционной спирали США и проводимой Россией политики импортозамещения и локализации отечественные компании начали работать в направлении создания собственных технологий крупнотоннажного сжижения газа.

В настоящее время идет подготовка предложений по финансированию предусмотренных в рамках данной «карты» мероприятий. В частности, для целей стимулирования российских производителей СПГ оборудования предусмотрено установление нулевой ставки по налогу на имущество и прибыль сроком на 12 лет.

По данным Минэнерго России, практически полностью отказаться от импортных технологий сжижения газа, в том числе по критическим позициям, российские производители смогут в течение следующих пяти-семи лет. Таким образом, в России идет формирование мощного технологического задела, который может быть реализован к очередному инвестиционному циклу строительства СПГ заводов ближе к 2030 г.

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ: БЕЗ ГОСПОДДЕРЖКИ НЕ ЛЕТАЮТ

Сентябрь 2018 г.

Глобальный рынок электромобилей продолжает динамично развиваться. Правда, оптимизма в отношении его будущего в последние пару лет поубавилось: у властей все меньше желания сохранять щедрые программы поддержки, технологические прорывы пока не ожидаются.

<https://vygon.consulting/products/issue-1411/>

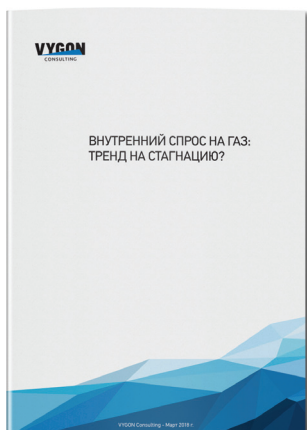


QUO VADIS, ОПЕК+?

Июнь 2018 г.

Наращение дефицита предложения жидких углеводородов, возникшего на рынке еще в начале 2017 г. и перевыполнение в апреле 2018 г. участниками соглашения ОПЕК+ своих обязательств на 1,2 млн барр./сут. из-за спада добычной активности в Венесуэле и ряде других стран, определило необходимость смены парадигмы работы ОПЕК+.

<https://vygon.consulting/products/issue-1336/>

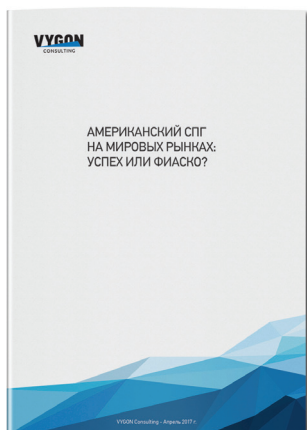


ВНУТРЕННИЙ СПРОС НА ГАЗ: ТРЕНД НА СТАГНАЦИЮ?

Март 2018 г.

Эксперты VYGON Consulting детально проанализировали историческую динамику потребления газа в России с разбивкой по основным секторам. Авторами также предложены сценарии спроса на газ до 2030 г.: «Базовый» и «Газосбережение», которые более пессимистичны по сравнению с официально публикуемыми российскими оценками и прогнозами зарубежных агентств.

<https://vygon.consulting/products/issue-1229/>



АМЕРИКАНСКИЙ СПГ НА МИРОВЫХ РЫНКАХ: УСПЕХ ИЛИ ФИАСКО?

Апрель 2017 г.

Сооружение заводов по сжижению газа в США идет в основном идет по плану, и даже низкие цены на углеводороды последних двух с половиной лет не спутали карты инициаторам проектов. Америка уверенно движется к тому, чтобы войти в призовую тройку крупнейших производителей СПГ в 2020 г.

В данном исследовании эксперты VYGON Consulting проанализировали, сколько американского СПГ было отгружено, куда доставлено и по какой цене продано; кто из участников цепочки продаж остается в выигрыше даже в условиях нынешних низких цен на газ; каковы среднесрочные перспективы американского СПГ на глобальном рынке.

<https://vygon.consulting/products/issue-860/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>

