

ТРАНСФОРМИРУЮЩИЙСЯ ГЛОБАЛЬНЫЙ РЫНОК СПГ: КАК РОССИИ НЕ УПУСТИТЬ ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ?

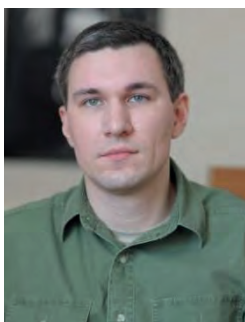


АВТОРЫ



Татьяна Митрова

*Директор, Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО*



Александр Собко

*Аналитик по нефтегазовому сектору,
Энергетический центр Московской школы управления
СКОЛКОВО*



Злата Сергеева

*Младший аналитик по нефтегазовому сектору,
Энергетический центр Московской школы управления
СКОЛКОВО*

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ: ТРАНСФОРМАЦИЯ РЫНКОВ – «АДАПТИРУЙСЯ ИЛИ УМРИ»	4
В ПОИСКАХ БАЛАНСА СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ НА РЫНКЕ СПГ	6
Спрос: от бутика – к масс-маркету	9
<i>Япония и Южная Корея</i>	11
<i>Европа</i>	12
<i>Китай</i>	12
<i>Индия</i>	13
<i>Новые мелкие потребители</i>	13
<i>Морская бункеровка</i>	16
Глобальное предложение: великолепная четверка и все-все-все	17
<i>США</i>	19
<i>Австралия</i>	22
<i>Катар</i>	25
<i>Восточная Африка</i>	26
<i>Иран</i>	27
Глобальный баланс: между Сциллой и Харибдой	27
КАК РАЗВИВАТЬ БИЗНЕС СПГ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ?	29
Решения индустрии в условиях неопределённости: битва за снижение затрат	29
Как удержать покупателя: новое ценообразование	31
<i>Пересмотр коэффициентов привязки к нефти</i>	32
<i>Ценовая привязка СПГ к внутренним ценам на газ в США</i>	33
<i>Ценообразование на основании Азиатских индикаторов спотового рынка</i>	34
<i>Развитие независимых индикаторов спотовой торговли СПГ</i>	34
Как привлечь покупателя: гибкость поставок	38
Трансформация участников рынка и новые бизнес-модели	41
КАКОЕ МЕСТО РОССИЯ МОЖЕТ ЗАНЯТЬ НА ГЛОБАЛЬНОМ РЫНКЕ СПГ?	45
Что мы имеем?	45
Как снижать затраты и технологическую зависимость?	50
Новые подходы к маркетингу	53
РЕКОМЕНДАЦИИ	56
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	58

РЕЗЮМЕ: ТРАНСФОРМАЦИЯ РЫНКОВ - «АДАПТИРУЙСЯ ИЛИ УМРИ»

Международная торговля сжиженным природным газом (СПГ) насчитывает уже более полувека, но только в последние годы этот рынок начал становиться по-настоящему глобальным, проходя через глубокую трансформацию всех своих фундаментальных основ.

Мировая индустрия СПГ находится в состоянии неопределённости - это ключевое слово, характеризующее сейчас самые различные аспекты данного рынка. Высокая волатильность цен становится уже привычной. Со стороны предложения обсуждается большое количество возможных проектов (в первую очередь - в США, Катаре, Австралии и России) на фоне практически полного отсутствия окончательных инвестиционных решений (ОИР, FID), что может привести к дефициту СПГ после 2023 г. Одновременно, много таких решений готовится. Что если все производители их примут практически одновременно?

Много неопределённостей и со стороны спроса. Китай уже демонстрирует темпы роста спроса на СПГ, опережающие все прогнозы, но сохранится ли эта динамика в дальнейшем? Большие объёмы дополнительного нового спроса ожидаются со стороны новых стран-импортёров, но и здесь есть большие риски, усиливающиеся низким кредитным рейтингом этих стран.

Но самое главное - под давлением усиливающейся конкуренции стремительно меняются сами «правила игры»: для того, чтобы адаптироваться к новым условиям, рынок становится более гибким, изменения контрактов на поставку СПГ идут сразу по четырем направлениям:

- сокращение длительность контрактов
- снижение объемов контрактов
- отмена условия «destination clause»
- уход от исключительно нефтяной привязки в пользу смешанного ценообразования с привязкой «газ-газ», которая в свою очередь может выражаться к привязке к ценам Henry Hub, европейских бирж и ценовым индикаторам на азиатском рынке СПГ

При этом для того, чтобы выдержать конкурентную борьбу, компании начинают настоящую битву за снижение затрат – только производители с наиболее низкими затратами могут чувствовать себя уверенно на этом крайне изменчивом рынке.

Рынок СПГ действительно становится все более похожим на нефтяной, что стимулирует появление на нем новых игроков с сильными компетенциями с нефтяного рынка – так, новые возможности ценового арбитража и дополнительного заработка

привлекают внимание к трейдингу СПГ, которым уже стали заниматься самые разнообразные участники газового, а также смежного нефтяного рынка.

Компании, работающие на рынке СПГ, пытаются найти новые способы снижения рисков, что ведет к появлению новых бизнес-моделей. Едва ли не главным направлением становится развитие портфельных игроков, выстраивающих гибкие цепочки в глобальном масштабе. Участник рынка с разнообразным портфелем проектов в upstream и с возможностями выхода на разные рынки downstream получает не только диверсификацию рисков как предложения, так и спроса, но и возможность оптимизации транспортных затрат в глобальном масштабе.

Одновременно, в условиях борьбы за потребителя, трейдеры и производители СПГ начинают инвестировать в downstream инфраструктуру импортёров СПГ, с тем, чтобы создать дополнительный спрос на газ и закрепиться на новых рынках, выстраивая «особые» отношения с покупателями.

Таким образом, рынок СПГ становится все более сложным и гибким, все более похожим на нефтяной. В этих условиях у России, планирующей занять на этом рынке сильные позиции, нет других вариантов, кроме как искать новые возможности для радикального повышения эффективности, сокращать затраты, внедрять новые технологии и оптимизировать логистику, создавать новые рынки, выстраивая особые отношения с импортерами.

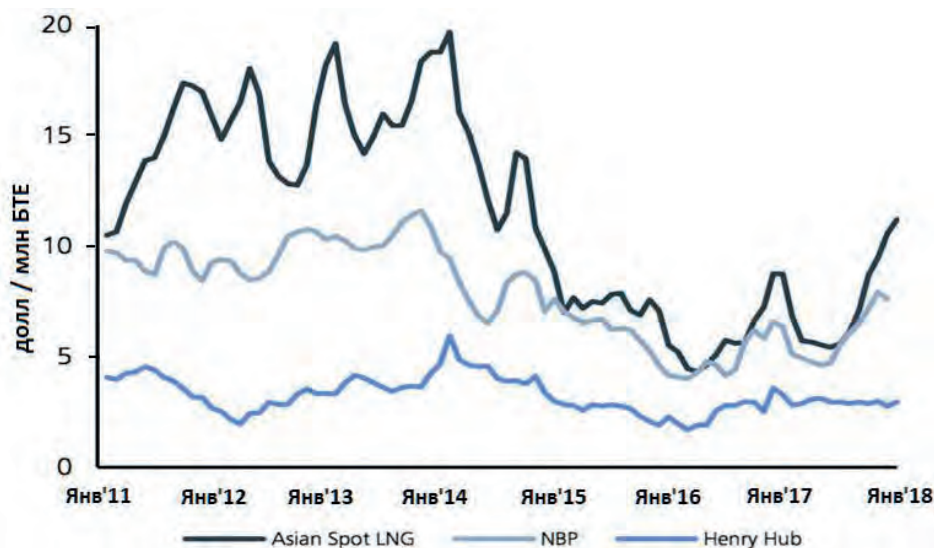
Ставки высоки, нацелившихся на этот рынок много, но успеха добьется только тот, кто сможет наиболее эффективно работать и предложить покупателям самые привлекательные условия. Адаптивность, креативность, скорость – вот залог успеха на этом трансформирующемся рынке.

В ПОИСКАХ БАЛАНСА СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ НА РЫНКЕ СПГ

С самого своего зарождения, с конца 1950-х гг., мировая индустрия СПГ отличалась значительной цикличностью, однако таких «американских горок», как в последние годы, пожалуй, еще никогда не было. В 2018 г. рынок СПГ вошел с крайне высокой степенью неопределенности, которая стала теперь основной характеристикой данного рынка.

Высокая волатильность цен (см. Рис. 1 - цены на СПГ в Азии с 15 долл./ МБте в 2012-2014 гг. упали в три раза - до 5 долл./ МБте к 2016-2017 гг., а затем опять удвоились) усложняет прогнозирование долгосрочных ценовых ориентиров, что в свою очередь затрудняет и принятие инвестиционных решений по проектам.

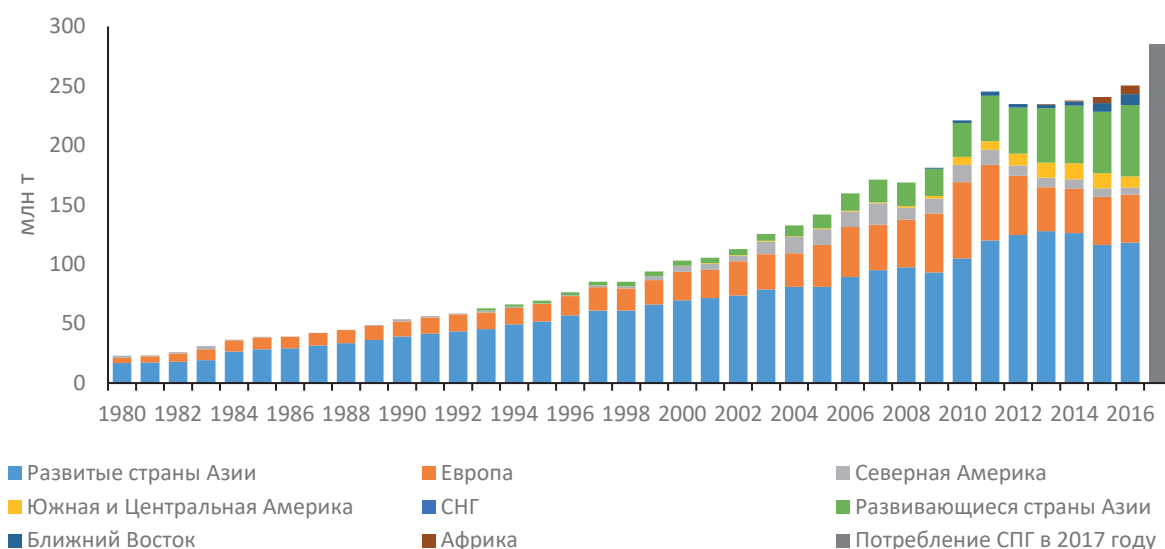
Рис. 1. Спотовые цены на газ в США, Европе и АТР



Источники: Platts, Bloomberg

Высокая неопределенность спроса на СПГ: рынок постоянно обманывает ожидания большинства наблюдателей - несколько лет подряд спрос на СПГ стагнировал (если в период с 1980 по 2011 гг. мировое потребление СПГ росло в среднем почти на 8% в год, то в 2012-2016 гг. его среднегодовые темпы роста снизились до 0,4%), и, на фоне бурного роста мощностей по сжижению, к 2017-2018 гг. все ждали появления «газового пузыря» — но он так и не случился. В 2017 г. вдруг резко, на 11%, выросло мировое потребление СПГ (Рис. 2). В первую очередь это объясняется радикальным увеличением импорта СПГ Китаем (на 46% по сравнению с предыдущим годом) — дело в том, что правительство страны решило волевым усилием перевести теплоснабжение в городах с угля на газ.

Рис. 2. Потребление СПГ в 1980-2017 гг.



Источники: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, IEA Natural Gas Information 2017, Enerdata World LNG Database 2017

Кроме того, в последние пару лет в дополнение к «китайскому фактору» появились новые потребители, в сумме сопоставимые по объемам импорта СПГ с Китаем — Пакистан, Бангладеш, Таиланд, Кувейт, ОАЭ, Сингапур, Индонезия, Литва, Египет, Иордания и пр., которые вместе обеспечили в 2017 г. большой скачок спроса, чем тот, который наблюдался в 2011 г. после аварии на АЭС Фукусима и вывода из эксплуатации всех японских АЭС.

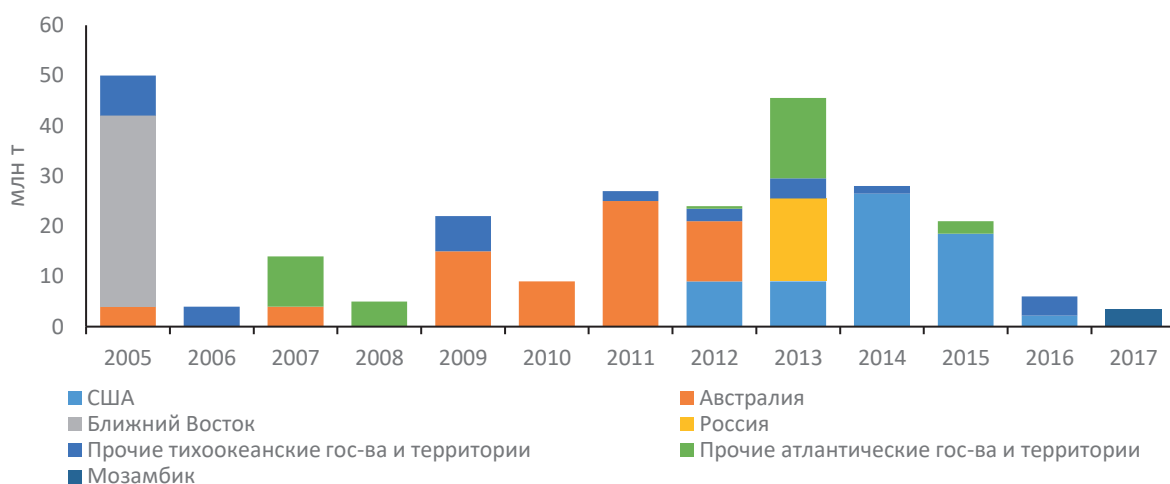
Высокая неопределённость со стороны предложения.

Новые мощности по сжижению, находящиеся сейчас в стадии строительства, к 2020 г. должны увеличить объем мирового предложения СПГ на 50% по сравнению с 2015 г. Ещё недавно считалось, что это приведёт к переизбытку СПГ на рынке, но рост спроса со стороны Китая и других развивающихся рынков говорят в пользу того, что объёмы избытка могут в итоге оказаться совсем незначительными.

При этом в стадии обсуждения находится большое число потенциально возможных проектов по производству СПГ в США, Катаре, Австралии, России, Восточной Африке, Иране и др. (подробней об этом ниже). В этих условиях, даже если текущий избыток будет поглощён рынком, не создается ли ситуация, когда на рынок вновь выйдет слишком много СПГ? Ведь текущий избыток (который, в мягком виде, всё же может появиться к 2019-2020 гг.) реализовался во многом из-за того, что на сбалансированный рынок неожиданно вышли американские производители с относительно дешёвым в тех ценовых условиях (при нефти по 100 долл./барр.) СПГ. Не повторится ли похожая ситуация вновь?

С другой стороны, видя эту высокую неопределенность спроса и предложения со стороны конкурентов, производители, похоже, начинают «дуть на воду»: в последние годы ОИР о строительстве новых заводов СПГ практически не принимаются (Рис. 3). В 2017 г. было принято единственное инвестиционное решение (небольшой плавучий завод Coral FLNG в Мозамбике на 3,4 млн тонн в год), а в 2018 г. пока не было принято ни одного решения.

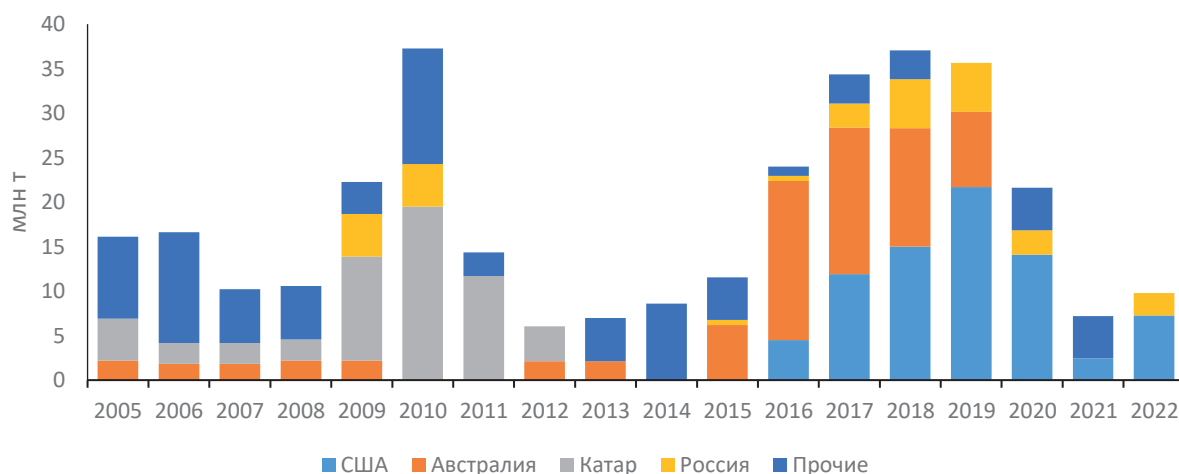
Рис. 3. Годовые объемы новых мощностей по сжижению, по которым приняты ОИР



Источники: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Morgan Stanley

Для сравнения: в 2011-2015 гг. ОИР принимались в среднем на 29,1 млн тонн в год. Если в ближайшее время ситуация не изменится, то к 2023 г. (а возможно и раньше - все зависит от спроса), мы можем увидеть не избыток, а, напротив, очередной виток дефицита СПГ на рынке (Рис. 4).

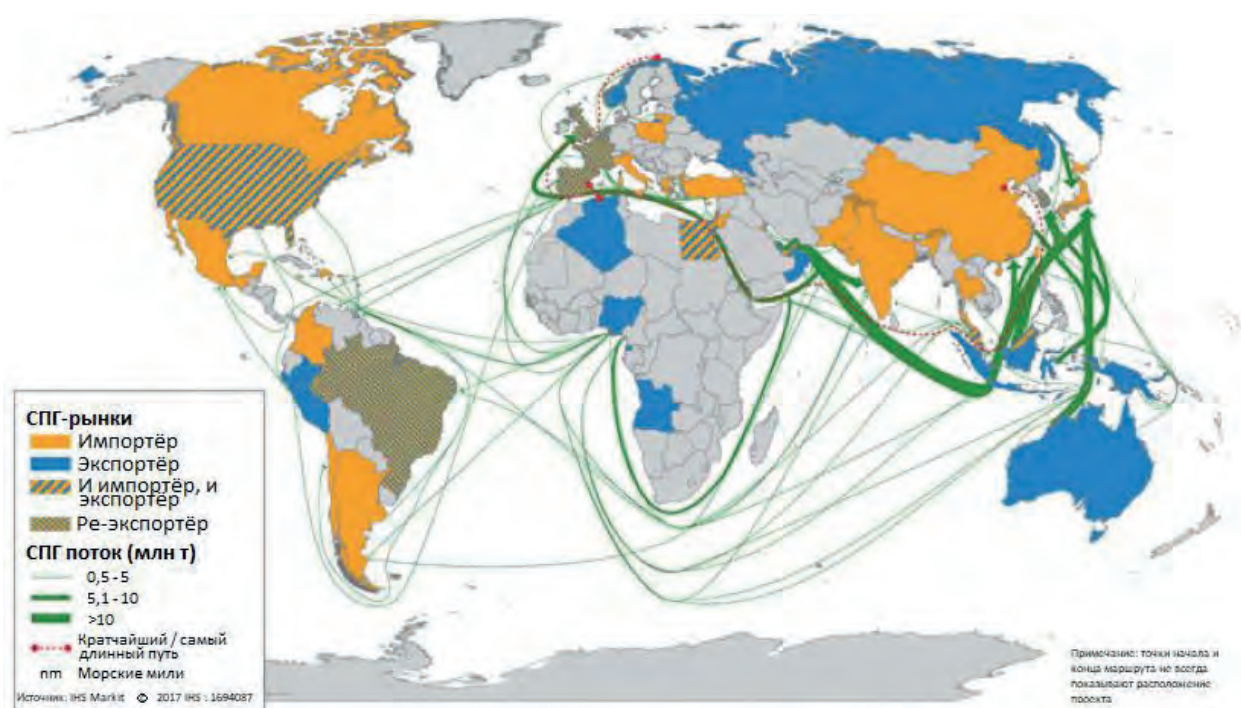
Рис. 4. Прирост мировых мощностей по сжижению по годам



Источник: МЭА 2017

Радикальное изменение структуры международной торговли СПГ: устоявшаяся десятилетиями структура глобального рынка СПГ с дюжиной стран-производителей и дюжиной стран-потребителей начала резко меняться (Рис. 5). Помимо простого увеличения числа производителей и потребителей, меняются и сами роли игроков: бывшие страны-экспортеры СПГ начинают его импортировать (Египет, Индонезия, Малайзия); бывшие импортеры (США) наращивают экспорт, а традиционные страны-покупатели все чаще включаются в международную торговлю СПГ с реэкспортом невостребованных объемов (Япония, Южная Корея, Европейские страны, Бразилия).

Рис. 5. Основные направления международной торговли СПГ в 2016 г.



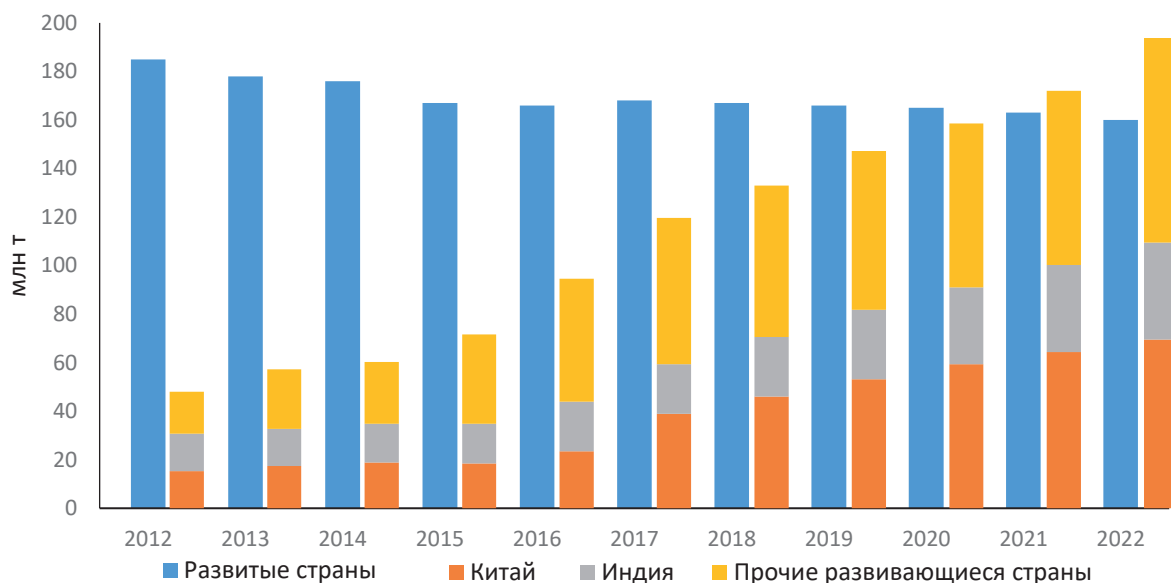
Источники: IGU, IHS Markit

Спрос: от бутика - к масс-маркету

Долгое время покупателями СПГ были только самые богатые страны мира: в 1965 г. импорт начали Франция и Великобритания, в 1969 г. – Испания и Италия, в 1981 г. – Бельгия. Последние полвека лидирующим потребителем СПГ была Япония, которая в 1969 г. начала импортировать СПГ с Аляски. Южная Корея в 1985 г. стала вторым по счету импортером СПГ в азиатском регионе, Тайвань присоединился к ним в 1989 г. В 1993 г. импортировать СПГ в небольших объемах начала Турция. Только в начале 2000-х гг. к этому «элитному клубу» стали присоединяться страны победнее – Пуэрто-Рико, Доминиканская республика.

Но в последние пять лет произошел настоящий прорыв: в период с 2010 по 2015 гг. доля развивающихся стран в мировом потреблении СПГ удвоилась - с 17% до 33%, а к 2022-2025 гг. уже должна достичь половины всего мирового спроса на СПГ (Рис. 6). Очевидно, ведущую роль в этом процессе играют Китай и Индия, однако и прочие развивающиеся страны обеспечивают значительный рост потребления.

Рис. 6. Импорт СПГ по регионам мира, 2012-2022 гг.

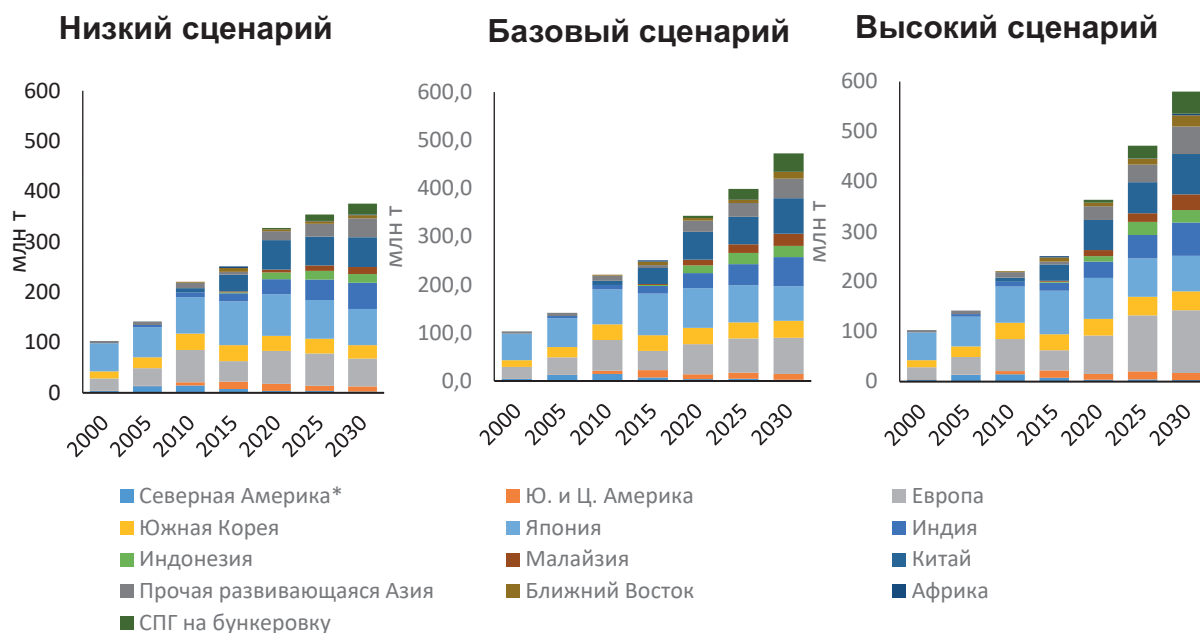


Источники: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, МЭА 2017

Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО выполнил сценарные прогнозы спроса на СПГ по крупнейшим странам и регионам мира (Рис. 7). Следует подчеркнуть, что спрос на СПГ является результатом сложного взаимодействия целого ряда факторов:

- Темпы макроэкономического роста, роста численности населения и динамика энергоемкости экономики – эти факторы определяют суммарную потребность в энергии.
- Позиции газа в межтопливной конкуренции, определяемые развитием новых технологий и меняющимся соотношением цен между различными энергоресурсами, а также государственной энергетической и экологической политикой отдельных стран – от этих факторов зависит роль газа в топливной корзине.
- Во многих случаях - конкуренция между сетевым газом и СПГ (как ценовая, так и движимая соображениями энергобезопасности и меняющимися предпочтениями компаний-импортеров в ходе либерализации газовых рынков) – эта группа факторов определяет непосредственно долю импортного СПГ в энергобалансе страны.

Рис. 7. Сценарный прогноз спроса на СПГ по регионам и крупнейшим странам мира до 2030 г.



Примечание: *Включая Пуэрто Рико.

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Ниже подробнее рассмотрены наиболее крупные группы стран-импортеров СПГ.

Япония и Южная Корея

Япония и Южная Корея многие десятилетия в совокупности обеспечивали около 70% мирового потребления СПГ. В силу географических особенностей практически весь спрос на газ в этих странах покрывался за счет СПГ.

Основная неопределенность, которая в перспективе будет влиять на потребность этих стран в СПГ – это госполитика в отношении топливной корзины в электроэнергетике: решения относительно ввода или вывода из эксплуатации АЭС и угольной генерации. Здесь на фоне повышения энергоэффективности и замедления роста электропотребления вполне вероятна ситуация снижения спроса на СПГ. С другой стороны, заявленная странами либерализация газовых рынков в принципе может простимулировать спрос (хотя и усилит при этом стремление покупателей брать на себя меньше обязательств и не входить в крупные новые долгосрочные контракты).

В 2016 г. потребление СПГ в Японии составило 86 млн тонн, в Корее – 33 млн тонн. К 2030 г. с ростом энергоэффективности и запуском АЭС прогнозируется снижение спроса на СПГ в Японии примерно на 14-16 млн т (до 70-72 млн тонн), в Корее ситуация менее

определенная: возможна как стабилизация или небольшое сокращение импорта СПГ к 2030 г. (на 5 млн т), так и его рост на 5 млн тонн.

Европа

Европа – старейший регион-импортер СПГ, демонстрировавший бурный рост спроса на СПГ в начале 2000-х гг. (до 82 млн. тонн в 2011 г.), однако очень чувствительный по цене в связи с наличием жесткой конкуренции между СПГ и сетевым газом (к 2017 г. спрос на СПГ сократился до 45,5 млн тонн).

Основные драйверы спроса на газ в регионе - выбытие угольных ТЭС и АЭС (что обеспечивает в среднесрочном периоде дополнительный спрос на газ в электроэнергетике), а также падение собственной добычи (снижение добычи на месторождении Гронинген в Нидерландах, в британском секторе Северного моря, стабилизация добычи в Норвегии). При этом ниша для СПГ будет определяться как динамикой общего спроса на газ, так и политическими причинами, если потребители захотят ограничить долю российского сетевого газа на рынке. Кроме того, большинство исследователей сходятся в том, что в силу особенностей ценообразования, Европейский рынок, судя по всему, станет «балансирующим» - сюда будут устремляться невостребованные в других регионах объемы СПГ.

Выполненные расчеты показывают, что сам спрос на газ в Европе будет демонстрировать умеренный рост до 2025 г. с последующей стабилизацией или незначительным снижением. При этом, в зависимости от сценария, спрос на СПГ к 2030 г. может показать рост в очень широком диапазоне от 15 до 65 млн т (до 55-125 млн тонн) - то есть диапазон неопределенности здесь составляет 70 млн тонн. В силу своей «балансирующей» функции это – наиболее сложно предсказуемый рынок СПГ с самым широким разбросом возможных объемов спроса.

Китай

В Китае спрос на газ вообще и на СПГ в частности определяется в первую очередь госполитикой. Объявленная руководством страны политика «синего неба» (борьбы со смогом в мегаполисах) за счет перевода отопления с угля на газ привела к буму спроса в 2017 г. В отношении дальнейших перспектив газа в электроэнергетике и в других секторах экономики пока сохраняется высокая неопределенность: будет ли готово китайское правительство теми же темпами форсированно наращивать использование газа или предпочтет сделать паузу? В большой мере это связано с перспективами собственной добычи, в частности – сланцевого газа

(доля которого может достичь четверти добычи к 2030 г., еще почти четверть может обеспечить производство метана угольных пластов).

В результате к 2030 г. прирост спроса на СПГ в Китае может составить 22-40 млн тонн (до 46-62 млн тонн).

Индия

Правительство Индии вслед за Китаем заявляет о политике «синего неба», о планах по увеличению доли газа с 6.5% до 15% к 2022 г. и электрификации миллионов домохозяйств. Потенциал спроса в стране действительно велик, но есть серьезные инфраструктурные ограничения и велика чувствительность спроса по цене. В ближайшие годы основной рост спроса возможен в электрогенерации, где даже сейчас существуют значительные объёмы недозагруженных газовых генерирующих мощностей - это позволяет при необходимости быстро нарастить спрос без строительства новых ТЭС. Однако основным ограничением является цена – этот рынок очень чувствителен к цене СПГ, компании-импортёры ведут успешные переговоры о пересмотре действующих контрактов, а представители страны уже заявляли, что Индия готова резко нарастить объёмы импорта, но только при цене СПГ не выше 5 долл./млн БТЕ. В долгосрочной перспективе рост спроса на газ будет зависеть как от развития газовой инфраструктуры, так и от успехов в реформе газового рынка страны.

Прогнозируемый к 2030 г. спрос на СПГ в Индии даже превышает объёмы возможного спроса со стороны Китая: прирост здесь может составить от 34 до 50 млн т (до 52-67 млн тонн в 2030 г.).

Новые мелкие потребители

Помимо Китая, в 2016-2017 гг. большим сюрпризом для глобального рынка СПГ стал бурный рост спроса со стороны абсолютно новых потребителей, которые в сумме обеспечили объёмы импорта, сопоставимые с Китаем. В этот список входят страны с принципиально разными драйверами спроса (Рис. 8): Пакистан, Бангладеш, Таиланд, Кувейт, ОАЭ, Сингапур, Индонезия, Литва, Польша, Египет, Иордания и др.

Зачастую в этих странах отсутствуют газораспределительные системы, а спрос носит ярко выраженный сезонный характер, либо возникает в качестве временной меры для решения различных краткосрочных национальных задач.

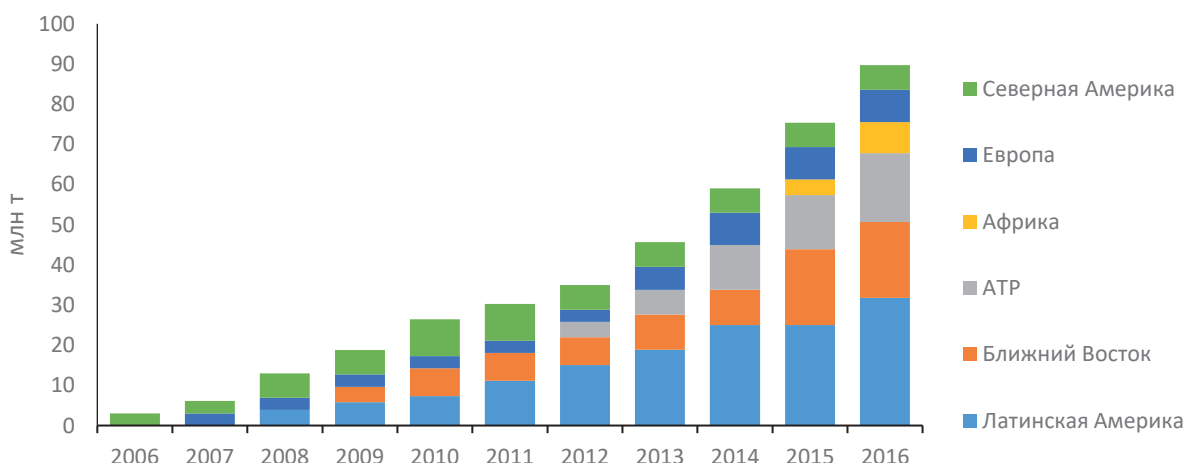
Рис. 8. Возникновение новых типов спроса на СПГ



Источник: Bloomberg

Что стало совсем новым трендом со стороны спроса: в 2017 г. около 75% нового потребления обеспечил импорт СПГ на базе FSRU (плавучих регазификационных терминалов), которые в последнее десятилетие демонстрируют впечатляющий рост (Рис. 9). В 2017 г. FSRU обеспечили прием 35 млн тонн СПГ, т.е. около 12% от мировых поставок.

Рис. 9. Динамика мощностей FSRU по регионам мира



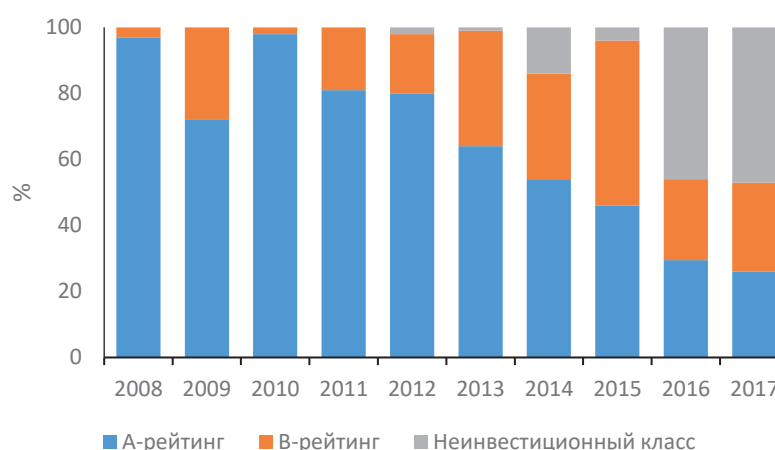
Источник: EIA International Energy Outlook 2016

В принципе, технологии FSRU используются уже более 10 лет и считаются достаточно зрелыми. Они обеспечивают недорогое решение для новых импортеров СПГ для обеспечения быстрого

доступа к газу (даже на сезонной или временной основе). В настоящее время в мире действует более 20 FSRU и еще около 40 проектов находятся на разных стадиях реализации. Основные преимущества FSRU - терминал может быть введен в эксплуатацию менее чем за год (когда речь идет об использовании существующего судна), 14-20 месяцев при конверсии СПГ танкера и ~30 месяцев при постройке специального судна, что дает огромное преимущество по сравнению с 5 годами, необходимыми для строительства наземного регазификационного терминала. FSRU также требует намного меньше инвестиций (~100 - 350 млн. долл. по сравнению с 1 млрд долл. для наземного терминала), и операторы плавучего терминала чаще всего их арендуют, а не владеют. Основным недостатком FSRU – их малая мощность по приему и хранению СПГ, что делает их менее привлекательными для удовлетворения больших объемов базового спроса.

Еще одна характерная особенность многих «новых» потребителей – высокие кредитные риски. Многие из них вообще не имеют кредитных рейтингов (Рис. 10), а их долгосрочная платежеспособность вызывает большие вопросы. Таким образом, хотя эти страны и показали способность быстро наращивать спрос на СПГ, далеко не очевидно не только сохранение этих темпов роста, но даже устойчивость достигнутых объемов спроса в перспективе.

Рис. 10. Кредитные рейтинги стран-импортеров СПГ



Источник: Shell LNG Outlook-2018

В совокупности спрос со стороны Пакистана, Бангладеш, Тайваня, Филиппин, Сингапура, Таиланда и Вьетнама, составлявший в 2015 г. всего 18 млн тонн, может к 2030 г. вырасти до объемов, сопоставимых с японскими, китайскими или индийскими – до 51-74 млн тонн.

Очевидно, что долгосрочные перспективы спроса на СПГ со стороны этой группы стран связаны с наибольшими рисками. В результате, хотя этот рынок быстро расширяется, но надежность новых

покупателей так же стремительно снижается. Компаниям-производителям СПГ приходится начинать пересматривать свои маркетинговые подходы и учиться работать с совершенно новыми группами клиентов, с которыми у них нет никакого опыта взаимодействия.

Помимо этого, есть еще ряд стран, которые в настоящее время СПГ не импортируют, но уже всерьез рассматривают такую возможность на перспективу, либо уже даже строят регазификационные терминалы: Бахрейн, Куба, Эквадор, Ямайка, Сальвадор, Гибралтар, Гваделупа, Ямайка, Мальта, Мартиника, Панама, ЮАР и др. Их суммарный спрос к 2030 г. может составить еще 21-33 млн тонн.

Многие из этих стран – островные, испытывающие проблемы с источниками генерации и использующие для этого нефтепродукты. СПГ в таких ситуациях априори является экономически более привлекательным решением, что делает все более популярными так называемые решения «LNG-to-power» – вертикально интегрированные проекты, часто – на базе FSRU, обеспечивающие доставку, регазификацию СПГ и его использование для производства электроэнергии. Это – эффективный способ быстрого удовлетворения спроса на электроэнергию и все более популярная модель маркетинга СПГ в регионах с быстро растущим электропотреблением и недостаточным развитием электроэнергетической и газораспределительной инфраструктуры. Основным критерий – конкурентоспособность с альтернативными видами топлива. Целевые рынки – небольшие островные государства без развитой централизованной газовой инфраструктуры, часто – туристические (т.е. с высокими экологическими требованиями). В настоящее время такие проекты уже реализованы на Мальте, Ямайке, Колумбии, в Гане, Индонезии и запланированы во многих других регионах.

Морская бункеровка

Еще один важный сегмент спроса, которому в последнее время уделяется все больше внимания, и который статистически не относится к какой-либо отдельной стране – это использование СПГ для морской бункеровки. Основным драйвером для развития СПГ как топлива для морского транспорта являются ограничения на выбросы в ряде акваторий – так, планируемые ограничения выбросов IMO (Рис. 11) могут стимулировать рост спроса на СПГ для бункеровки с текущих 1,5 млн тонн до 30-80 млн тонн, в зависимости от соотношения цен на нефть и газ, а также строгости вводимых экологических норм. Спрос на СПГ для бункеровки очень чувствителен к скорости развития инфраструктуры и срокам введения экологических норм.

Рис. 11. Карта текущих и будущих зон контроля эмиссии



Источник: ИМО

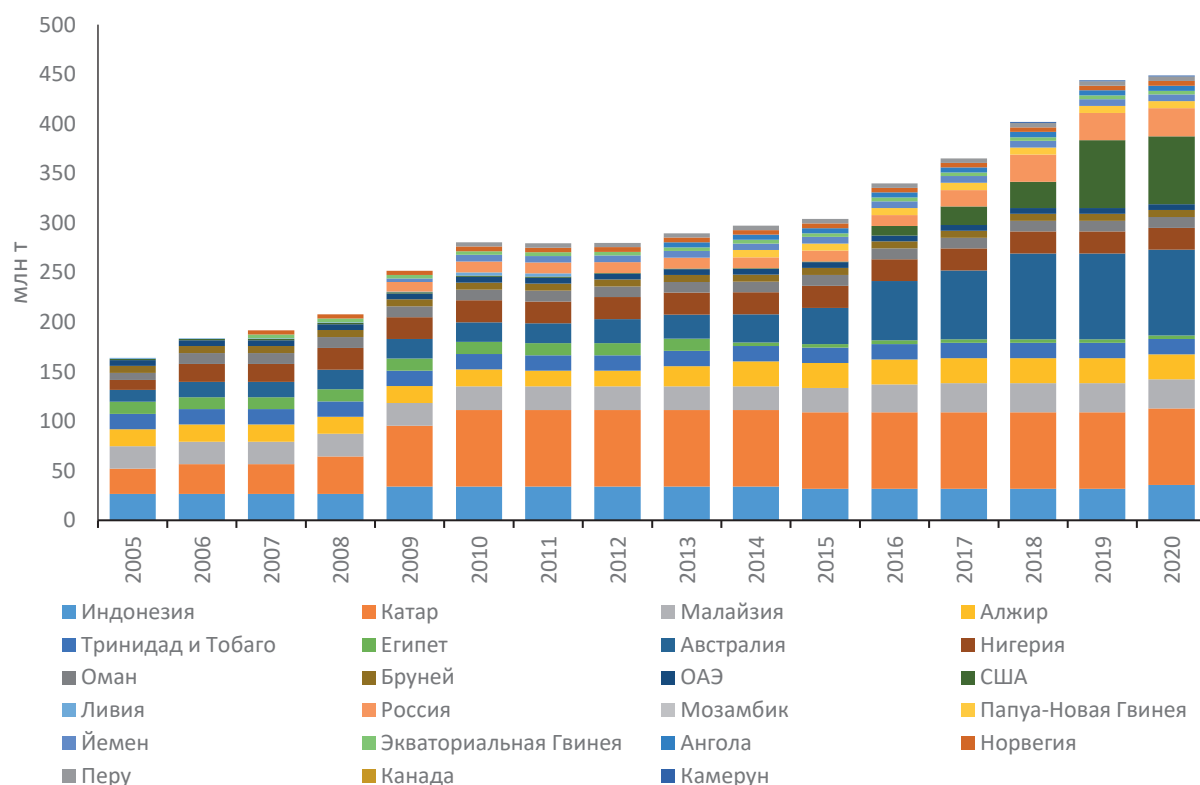
Глобальное предложение: великолепная четверка и все-все-все

Многие десятилетия состав «клуба производителей СПГ» был крайне узок: до 2005 г. на рынке присутствовало всего 13 стран-производителей: Катар, Алжир, Индонезия и Малайзия, Тринидад и Тобаго, Нигерия, Ливия, Оман, Бруней, Египет, США, ОАЭ и Австралия, причем первые пять из этого списка обеспечивали 66% мирового производства СПГ в 2005 г.

Однако с начала нового столетия рост популярности СПГ начал привлекать все новые страны, располагающие газовыми запасами, в этот бизнес. Первая волна расширения мощностей СПГ с 2005 по 2010 гг. привела к их росту на 117 млн. тонн (на 72%) и ознаменовалась, в первую очередь, трехкратным увеличением объема мощностей в Катаре (Рис. 12).

После этого последовало затишье: рынку не был готов сразу принять все эти объемы, выход нового СПГ на рынки в разгар мирового финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг., снизившего спрос на газ, привел к падению спотовых цен и серьезному пересмотру всей системы ценообразования в Тихоокеанском бассейне СПГ. Часть новых планов по строительству новых мощностей производства СПГ была заморожена, что обеспечило шесть лет плато, в течение которых предложение не расширялось.

Рис. 12. Динамика установленных мощностей по сжижению по странам в 2005-2020 гг.



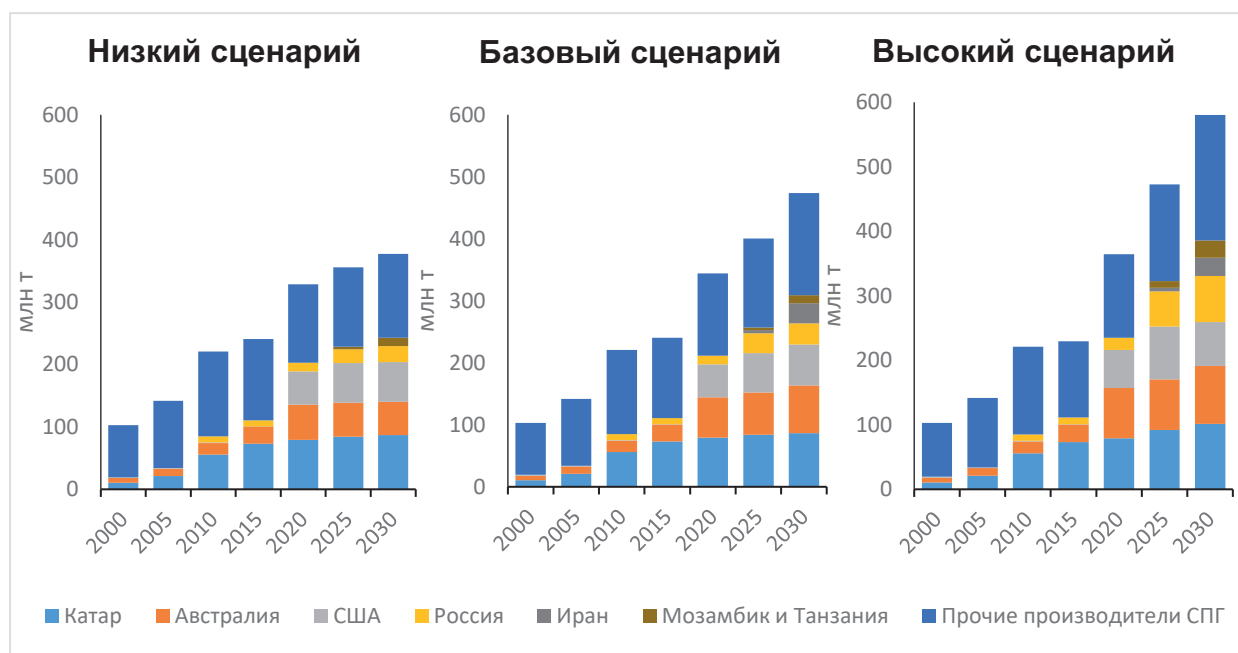
Источники: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Nexant WGM Database 2018

Однако растущий интерес потребителей к СПГ и высокие цены на СПГ на фоне высоких цен на нефть и дефицита СПГ после аварии на АЭС «Фукусима» в 2011 г. стимулировали компании принимать инвестиционные, в результате которых началась вторая волна расширения мощностей СПГ: с 2015 по 2020 гг. их рост должен составить 145 млн тонн (48%) - теперь уже за счет многократного увеличения объемов мощностей по производству СПГ в США, а также более чем удвоения австралийских и российских мощностей. Все это – проекты, уже находящиеся в стадии строительства, и потому вероятность их выхода на рынок очень высока.

Более отдаленное будущее на период 2020-2030 гг. связано, очевидно, с куда более высокой неопределенностью. Выполненный Энергетическим центром Московской школы управления СКОЛКОВО сценарный прогноз производства СПГ (Рис. 13) иллюстрирует высокую неопределенность на стороне предложения: будущие объемы производства будут зависеть не только от спроса и цен, но также от внутреннего спроса на газ в странах-производителях, развития их ресурсной базы, а также от геополитической обстановки (в частности - сохранения либо отмены санкционных режимов). При неблагоприятных обстоятельствах часть заявленных в настоящее время планов по строительству мощностей после 2020 г. не будет реализована, возможна также

неполная загрузка построенных мощностей по сжижению в связи с неблагоприятной конъюнктурой рынка. Это дает очень широкий диапазон объемов глобального предложения СПГ: от 377 до 580 млн тонн к 2030 г.

Рис. 13. Сценарный прогноз производства СПГ до 2030 г. в разбивке по крупнейшим странам-производителям



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Далее рассмотрим четырех крупнейших производителей «нового СПГ» – США, Австралию, Катар и Россию – которые будут обеспечивать более половины всех объемов предложения в любом из сценариев.

США

Пожалуй, наиболее грандиозным и обсуждаемым изменением на мировом рынке СПГ в последние годы стало превращение США в нетто-экспортера СПГ. Резкий разворот от «потенциального крупнейшего импортера СПГ» (в 2005 г. Департамент энергетики США прогнозировал, что страна будет импортировать к 2020 г. 155 млн тонн СПГ) к «крупнейшему экспортеру СПГ» (с планируемыми к вводу до 2020 г. мощностями на 66 млн тонн) стал, без преувеличения, шоком для всего рынка.

Газопроводная система США интегрирована с Канадой и Мексикой. США экспортируют и импортируют трубопроводный газ из Канады, но по итогам являются нетто-импортёром газа из Канады (около 50 млрд куб. м в год). Одновременно США экспортируют газ в Мексику (до 40 млрд куб. м). С ростом увеличения экспорта СПГ из США, страна в 2017 г. превратилась из нетто-импортёра в нетто-экспортёра газа. Из-за значительных межстрановых перетоков, в контексте

влияния на мировые рынки СПГ Северную Америку оправданно рассматривать как единое целое, но именно СПГ из США будет определять экспортный потенциал региона¹.

Говоря о производстве СПГ на американских заводах, следует отметить ряд особенностей используемой бизнес-модели:

- газ для сжижения в США поступает из газотранспортной системы, а не в рамках интегрированных проектов, как на большей части производств СПГ во всём мире. В связи с этим, минимально приемлемая себестоимость СПГ (без учёта доставки) ограничена внутренней стоимостью газа в США плюс энергетические расходы на сжижение (10-15% от стоимости газа). Здесь существует и отрицательная обратная связь, т.к. увеличение объёмов экспорта СПГ из США приводит к росту внутриамериканского спроса на газ для сжижения и, соответственно, росту цены газа на Henry Hub, но снижению мировых цен на СПГ.
- получение газа из газотранспортной системы дает в принципе огромные возможности наращивать экспортные объемы в случае благоприятной ценовой конъюнктуры
- практически все контракты на покупку американского СПГ заключены на условиях «сжижай-или-плати» или толлинговых схемах, в результате СПГ будет производиться, даже если его стоимость на глобальных рынках окажется меньше полной себестоимости производства (примерно на \$3/млн БТЕ - это средняя стоимость сжижения).
- 100% индексация цен в контрактах по Henry Hub
- отсутствие в контрактах destination clauses (за счет этого американский СПГ, по оценкам МЭА, обеспечит почти 50% всех гибких объемов на мировом рынке)

Все эти факторы, усложняющие картину, объясняют многочисленные споры вокруг конкурентоспособности американского СПГ на мировых рынках.

В настоящее время в США запущены либо находятся на стадии строительства заводы общей мощностью 66 млн тонн (см. Табл. 1, Рис. 14). Их выход на мировые рынки в ближайшие годы практически гарантирован.

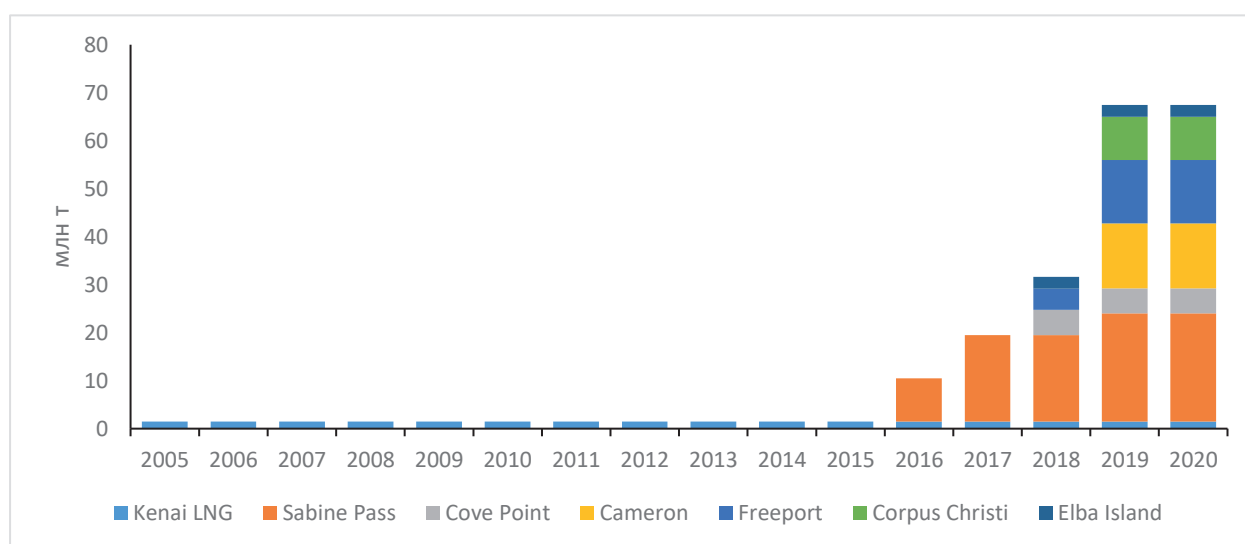
¹ Экспорт СПГ из Канады достигает 9 млн тонн к 2030 г. только в высоком сценарии. Средний (наиболее вероятный) сценарий предполагает, что даже в 2025 г. мы не увидим существенного экспорта СПГ из Канады. В 2016 г. было принято инвестиционное решение по строительству небольшого производства Woodfibre LNG (2,1 млн тонн в год), но начало строительства пока задерживается.

Табл. 1. Действующие и строящиеся производства СПГ в США

Завод, число линий	Мощность, млн тонн в год	Ключевой акционер	Статус	Годы запуска
Sabine Pass LNG T1-T5	5x4,5	Cheniere Energy	Запущены T1-T4	2016-2018
Corpus Christi LNG T1-T2	2x4,5	Cheniere Energy	Строится	2018-2019
Freeport LNG T1-T3	3x4,4	Freeport LNG	Строится	2018-2019
Cameron LNG T1-T3	3x4,5	Sempra	Строится	2019
Cove Point LNG	5,25	Dominion	Запущен	2018
Elba Island LNG T1-T10	10x0,25	Kinder Morgan	Строится	2018-2019
Всего:	65,95			

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

Рис. 14. Действующие и строящиеся мощности по производству СПГ в США



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

Помимо этих, в США на стадии рассмотрения находится еще целый ряд проектов мощностью в сотни миллионов тонн в год, из них свыше 100 млн тонн имеют шансы стать реальными заводами. В качестве факторов в пользу того, что окончательное инвестирование по тому или иному проекту из этой группы будет принято, можно выделить следующие:

- расширение действующих и строящихся производств;
- участие в проекте нефтегазовых "мейджеров";
- проработанность проекта, заключение соглашений на поставку СПГ с покупателями.

В качестве примера интересно рассмотреть проект четвертой линии завода Cameron LNG. После того, как в конце 2017 г. французская Total приобрела газовые активы Engie, которой принадлежит 16,6% в строящихся линиях по сжижению на Cameron LNG, шансы на

принятие ОИР по четвертой линии выросли: здесь мы видим и расширение строящегося производства, и участие нефтегазовой ТНК, активно инвестирующей в сектор СПГ. В Табл. 2 представлены некоторые из обсуждаемых проектов, удовлетворяющих данным критериям.

Табл. 2. Планируемые мощности по производству СПГ в США

Завод, число линий	Мощность, млн тонн в год	Ключевые акционеры	Примечание
Sabine Pass LNG T6	4,5	Cheniere Energy	Расширение действующего производства
Cameron LNG T4,T5	10	Sempra, Engie (теперь Total)	Расширение строящегося производства, участие ТНК
Corpus Christi LNG T3-T5	13,5	Cheniere Energy	Расширение строящегося производства
Golden Pass T1-T3	15,6	Qatar Petroleum, ExxonMobil	Участие ТНК
Calcasieu Pass LNG	10	Venture Global	Высокая степень проработки
Lake Charles T1-T3	15	Shell	Участие ТНК в акционерах
Delfin FLNG	3	Fairwood	Плавучий завод
Magnolia LNG	4	LNG Limited	
Driftwood LNG T1-T20	27,6	Tellurian	Высокая степень проработки
Freeport LNG T4	5	Freeport	Расширение строящегося производства
Всего:	112,2 млн тонн		

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

Высокая гибкость самой модели производства американского СПГ говорит о том, что перспективные объемы экспорта из этой страны будут чувствительны к изменениям конъюнктуры рынка: высокий сценарий экспорта СПГ из США предполагает строительство новых заводов СПГ, а, напротив, в низком сценарии будут не полностью задействованы даже уже действующие и строящиеся мощности: в результате экспорт к 2030 г. прогнозируется в объемах 63-70 млн тонн.

Австралия

К концу 2018 г., после запуска всех строящихся производств, в Австралии будет 10 заводов СПГ суммарной мощностью 88 млн тонн, что сделает ее лидирующим поставщиком на мировом рынке СПГ. Из этих десяти три завода - это относительно старые North West Shelf и Darwin, а также запущенный в 2012 г. завод Pluto LNG. Еще семь заводов появились в рамках новой волны строительства (Табл. 3, Рис. 15).

Все австралийские заводы СПГ могут быть разделены на две группы - заводы западной Австралии (уже упомянутые "старые"

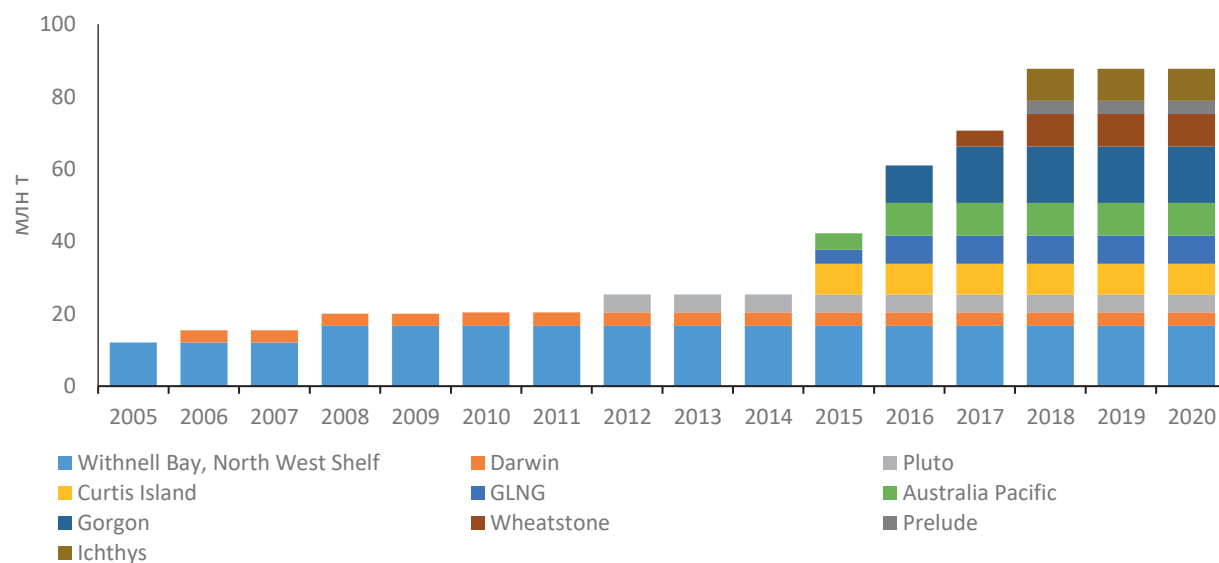
производства, а также заводы Gorgon, Wheatstone, Ichthys, Prelude), которые в качестве сырья используют оффшорные газовые запасы, и три СПГ завода на востоке страны (Gladstone, Queensland Curtis, Australia Pacific), где в качестве сырья используется метан угольных пластов (МУП).

Табл. 3. Действующие и строящиеся производства СПГ в Австралии

Завод, число линий	Мощность млн т в год	Ключевой акционер	Статус	Годы запуска
Withnell Bay (North West Shelf), T1-T5	16,7	Woodside	Работает	1989-2008
Darwin	3,7	ConocoPhillips	Работает	2006
Pluto	4,9	Woodside	Работает	2012
Curtis Island, T1-T2 (МУП)	8,5	Shell	Работает	2015
GLNG, T1-T2 (МУП)	7,8	Santos	Работает	2015-2016
Australia Pacific, T1-T2 (МУП)	9	ConocoPhillips	Работает	2015-2016
Gorgon, T1-T3	15,6	Chevron	Работает	2016-2017
Wheatstone, T1-T2	9	Chevron	Запущена T1	2017-2018
Prelude FLNG	3,6	Shell	Строится	2018
Ichthys, T1-T2	8,9	Inpex	Строится	2018
Всего:	87,7			К концу 2018 г.

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

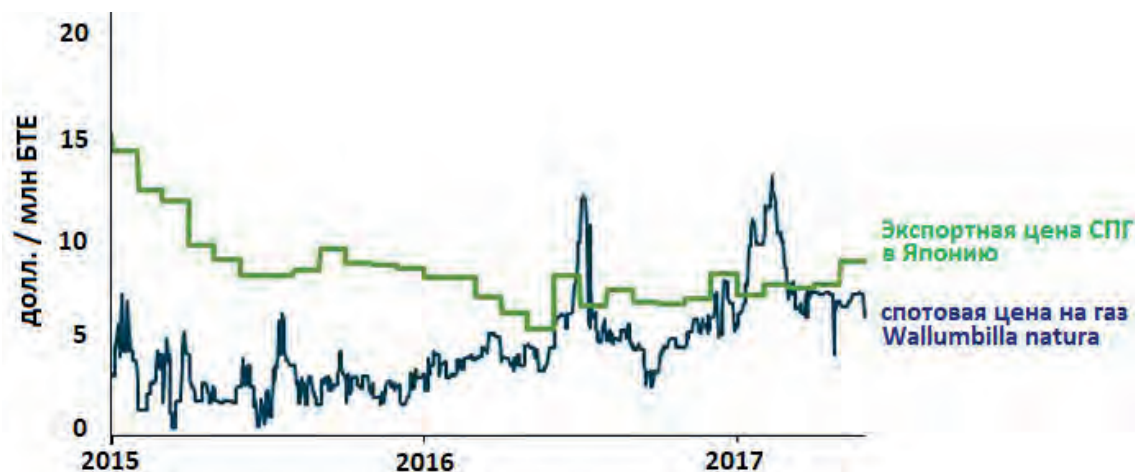
Рис. 15. Экспортные СПГ-мощности в Австралии, находящиеся в стадии строительства и эксплуатации



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

Основное отличие восточно-австралийских производств - дефицит сырья: на деле продуктивность скважин оказалась ниже ожидаемой. Для загрузки мощностей заводы начали использовать не только МУП, но и газ, закупаемый с внутреннего спотового рынка, в результате в Восточной Австралии возник дефицит газа, а цены внутреннего рынка (на хабе на востоке страны) на сетевой газ даже превышали цену экспортируемого из Австралии СПГ в Японию (Рис. 16, 17).

Рис. 16. Динамика цен на СПГ и сетевой газ в Австралии



Источник: EIA Today in Energy 2017

Рис. 17. Заводы СПГ и хаб в Восточной Австралии



Источники: EIA Today in Energy 2017

В результате, существует значительный риск, что реальные объемы производства и экспорта СПГ в восточной Австралии могут оказаться ниже номинальной мощности заводов. Особенно вероятна такая ситуация в той ситуации, если цены на глобальном рынке значительно снизятся. В таком случае для части объемов, не связанных контрактными обязательствами, экспорт СПГ может

прекратиться, если цена «нетбэк» на внутреннем рынке окажется выше. Министерство природных ресурсов наделено правом ограничивать экспорт СПГ в случае угрозы дефицита на внутреннем рынке.

По оффшорным проектам СПГ-производств на западе страны основные затраты уже понесены и, хотя многие из них были построены с существенным перерасходом средств и вряд ли смогут окупиться при текущих ценах на углеводороды, тем не менее, производство СПГ на них ожидается в объёмах, близких к номинальным мощностям заводов.

Помимо вышеперечисленных десяти заводов, в Австралии существуют планы по строительству новых и расширению действующих производств на 50 млн тонн в год, однако низкие цены на СПГ и большой перерасход средств на предыдущих, построенных, заводах заставляют инвесторов с опасением относиться к новым проектам. Более того, в последнее время в Австралии рассматриваются даже проекты по использованию плавучих терминалов по регазификации СПГ для покрытия дефицита газа на востоке страны. Эти факторы определяют большой разброс возможного экспортного потенциала Австралии – от 54 до 90 млн тонн в год к 2030 г.

Катар

В июле 2017 г. Катар, крупнейший мировой производитель СПГ, после десятилетнего моратория, включился в «гонку проектов» и анонсировал расширение своих производственных мощностей на 23 млн тонн - с 77 до 100 млн тонн. В марте 2018 г. стало известно, что Qatar Petroleum выбрала японскую Chiyoda для проведения FEED по трём новым «мегаиниям» (по 7,8 млн тонн каждая), с возможностью строительства четвёртой линии в будущем [1]. При этом, вопреки ожиданиям, ничего не сообщается о планах по модернизации действующих линий, что могло бы увеличить производительность заводов с минимальными затратами.

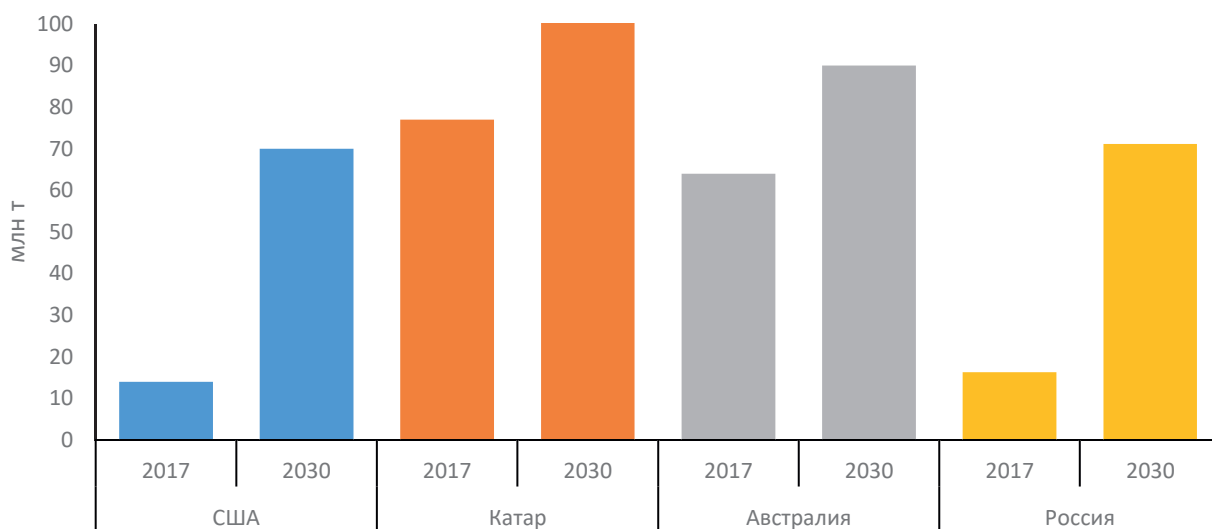
Сейчас себестоимость катарского СПГ является самой низкой в мире: из-за реализации попутно добываемого конденсата, цена безубыточности газа для сжижения, по сути, оказывается отрицательной. Но себестоимость добычи газа при дальнейшей разработке месторождения Северное (проект Барзан) уже окажется в положительной области.

Несмотря на высокую конкурентоспособность катарского СПГ, конфликт страны с соседями по региону и связанные с этим геополитические риски могут поставить под вопрос заявленные планы. Катар находится в полной зависимости от импортных технологий сжижения. Катарские заводы находятся в собственности компаний Qatargas и Rasgas, в настоящее время проходит их объединение. В свою очередь, каждая производственная линия СПГ является совместным производством Qatar Petroleum с одним или

несколькими иностранными партнёрами, во многих случаях, с компанией ExxonMobil.

Помимо рассмотренных выше трех крупнейших производителей СПГ - США, Катар и Австралии, нацелившихся на объемы 80-100 млн тонн в год (Рис. 18), к этой же группе крупнейших игроков – «великолепной четверке» - можно отнести и Россию с ее заявленными планами о наращивании производства до 70-80 млн тонн (подробнее перспективы российской индустрии СПГ рассмотрены в дальнейших разделах). Во всех сценариях именно эти четыре лидера в жесткой конкурентной борьбе будут доминировать на мировом рынке СПГ.

Рис. 18. Прогноз производства СПГ крупнейшими странами-производителями



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Наряду с этой четверткой, есть еще два региона – Восточная Африка и Иран – которые, при благоприятных обстоятельствах, также могут выйти на рынок с новыми заметными объемами предложения СПГ.

Восточная Африка

В настоящее время регион не производит СПГ, но крупные открытия на шельфе Восточной Африки (Мозамбик и Танзания) позволяют рассматривать его как один из наиболее перспективных новых центров. К 2030 г. экспорт из региона по нашим оценкам может составить 13-27 млн тонн в год (в зависимости от сценария).

Цена производства здесь довольно высока: она включает офшорную добычу, сжижение на плавучих заводах либо доставку на берег и последующее сжижение на стационарных заводах. Можно предполагать, что по мере расширения производств (если это расширение состоится), себестоимость будет снижаться.

С точки зрения реализации проектов, Мозамбик значительно опережает Танзанию, что, как считается, связано с более конструктивной позицией регулирующих органов. В настоящее время уже принято окончательное инвестиционное решение по небольшому плавучему заводу Coral FLNG (оператор - компания Eni) мощностью 3,4 млн тонн в год, весь СПГ с завода выкуплен компанией BP по долгосрочному контракту с нефтяной привязкой. Второй активный участник разработки шельфа Мозамбика, компания Andarko, в значительной степени продвинулась с проектом стационарного завода Mozambique LNG на суше с двумя линиями мощностью по 6 млн тонн в год каждая. И, хотя окончательного инвестиционного решения пока нет, проект выглядит вполне многообещающим.

Напротив, строительство заводов СПГ в Танзании задерживается, Statoil уже объявила, что откладывает окончательное решение по своему проекту на пять лет, что с учётом времени, необходимого для строительства, говорит о том, что первый СПГ в Танзании может появиться не ранее 2027 г.

Иран

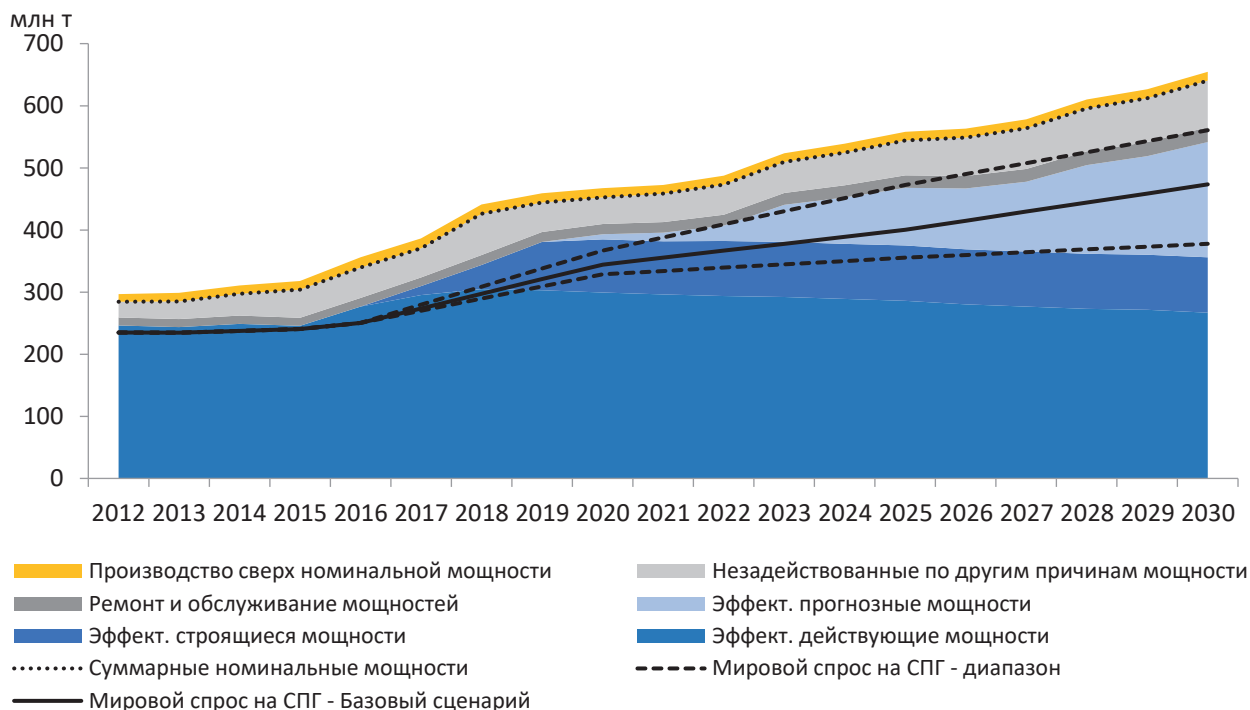
Отдельно стоит отметить фактор неопределённости, связанный с Ираном. С одной стороны, у страны огромный потенциал добычи газа, а также есть недостроенный из-за введения санкций СПГ-завод Iran LNG (и два проекта заводов, также с участием иностранных компаний: Persian LNG и Pars LNG). Одновременно, геополитическая напряжённость может продлиться неопределённо долго, что вновь отодвинет планы страны выйти на рынок СПГ на отдалённую перспективу. Сейчас Иран исследует возможности, связанные с использованием плавучих заводов по сжижению, однако эти решения вряд ли позволят стране вывести на рынки большие объёмы СПГ. Тем не менее, в долгосрочной перспективе, в случае нормализации политических отношений с Западом, Иран может стать серьёзным игроком на рынке СПГ: по нашим оценкам, в наиболее благоприятном сценарии объёмы экспорта СПГ из Ирана к 2030 г. могут достичь 33 млн тонн в год. А в неблагоприятном – остаться на нынешнем нулевом уровне.

Глобальный баланс: между Сциллой и Харибдой

Прогнозный баланс спроса и предложения на рынке СПГ представлен на Рис. 19. Очевидно, что в каждый конкретный момент рынок будет сбалансирован за счет изменения цены. В случае избытка СПГ на рынке, спотовые цены, как правило, оказываются ниже полной себестоимости производства сжиженного газа. Но, так как капитальные затраты на строительство уже понесены, СПГ во многих случаях может производиться и в той ситуации, когда цена покрывает только текущие, операционные расходы. В свою очередь низкая цена на СПГ создает дополнительный спрос на СПГ, и избыток предложения будет поглощён рынком, хотя и с убытками

для производителей СПГ. И наоборот, в ситуации дефицита СПГ, цены растут, отсекая часть потребителей и сокращая тем самым платежеспособный спрос.

Рис. 19. Прогноз баланса спроса и предложения на рынке СПГ



Источники: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Nexant WGM Database 2017, IEA Global Gas Security Review 2017

Здесь следует помнить, что реальное мировое производство СПГ обычно меньше мощности действующих производств, что связано с несколькими причинами. Во-первых, заводы СПГ время от времени останавливаются на плановые профилактические работы, что уменьшает годовую мощность производств в среднем на 5%. Кроме того, бывают внеплановые, аварийные остановки производств, форс-мажорные обстоятельства (как, например, сейчас в Йемене, где производство СПГ приостановлено), а также внутренний дефицит газа, в результате чего мощности завода СПГ оказываются недозагруженными (как, например, в Египте). Кроме того, если мы анализируем объём мощностей на конец года (именно эти данные появляются в статистических отчётах), нужно понимать, что большая часть новых мощностей текущего года запускалась в течение отчётного периода, а потому объём производства на них в любом случае будет ниже среднегодового. С другой стороны, бывают случаи, когда заводы работают с производительностью выше проектной.

КАК РАЗВИВАТЬ БИЗНЕС СПГ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ?

Помимо всей описанной выше непредсказуемости спроса и предложения СПГ, на рынке под давлением усиливающейся конкуренции стремительно меняются сами «правила игры»: для того, чтобы адаптироваться к новым условиям, появляются новые ценовые индикаторы, рынок становится манёвренней и гибче, новые возможности ценового арбитража и дополнительного заработка привлекают внимание самых различных компаний к трейдингу СПГ. Остаётся важной и экономия на масштабе, поэтому мы видим сделки M&A даже среди лидеров рынка. Одновременно, в условиях нарастающей конкуренции, трейдеры и производители СПГ активно инвестируют в downstream, инфраструктуру импортёров СПГ, с тем, чтобы создать дополнительный спрос на газ и закрепить на новом рынке, выстраивая «особые» отношения с покупателем.

Ниже рассматриваются основные направления изменения стратегий и бизнес-моделей компаний, работающих на данном рынке.

Решения индустрии в условиях неопределённости: битва за снижение затрат

Опасаясь крупных инвестиций, переизбытка СПГ и возможного нового падения цен на рынке (уже к 2025 г.) или же повторения ситуаций, аналогичных с австралийскими СПГ-проектами, компании теперь крайне осторожно подходят к принятию новых инвестиционных решений и всеми силами стремятся снизить удельные затраты. Среди наиболее популярных способов можно выделить следующие подходы:

- Все способы снижения текущих затрат и повышения операционной эффективности.
- Снижение капитальных затрат. Здесь наиболее актуальным становится расширение действующих производств («brownfield») взамен строительства новых («greenfield»). В частности, строительство заводов по сжижению в США на базе невостребованных терминалов по регазификации, позволяет сэкономить на хранилищах, причалах, другой инфраструктуре.
- Плавающие заводы по производству СПГ (FLNG) – пока неочевидное решение в контексте экономии капзатрат. Однако, плавучий завод может рассматриваться как движимое имущество, что позволяет легче получить финансирование со стороны банков. Кроме того, в настоящее время строящиеся и готовые плавающие заводы - небольшой мощности, что приводит к тому, что суммарные инвестиции оказываются относительно невелики.
- Финансово-кредитные решения, позволяющие снизить стоимость заемного капитала – в том числе, за счет участия в

финансировании проектов покупателей, международных мейджоров, государства.

- Налоговые льготы со стороны государства.
- Гибкие контрактные стратегии, позволяющие компаниям оптимизировать свои продажи и повышать свою эффективность на рынке.
- Агрегация спроса и эффективное управление контрактными портфелями, диверсификация рисков, а также оптимизация логистики в рамках единого портфеля.
- Решения по созданию крупнотоннажных производств из постепенно увеличиваемого числа среднетоннажных линий взамен единоразового строительства крупной линии. Такой подход с постепенным наращиванием мощностей упрощает не только привлечение финансирования, но и маркетинг СПГ.

Так как подход по созданию крупных экспортных производств из среднетоннажных линий может оказаться актуален и для нашей страны (о чём подробнее ниже), остановимся на этой тематике несколько подробнее. Проект Elba Island мощностью 2,5 млн тонн, который уже строится в США, будет состоять из 10 установок по 0,25 тыс. тонн, запуск будет осуществляться постепенно. Завод Elba Island будет стоить, согласно различным оценкам, \$1,3-2 млрд (что соответствует 520-800 долл./ тонну) и, кстати, строится на базе готового терминала по регазификации.

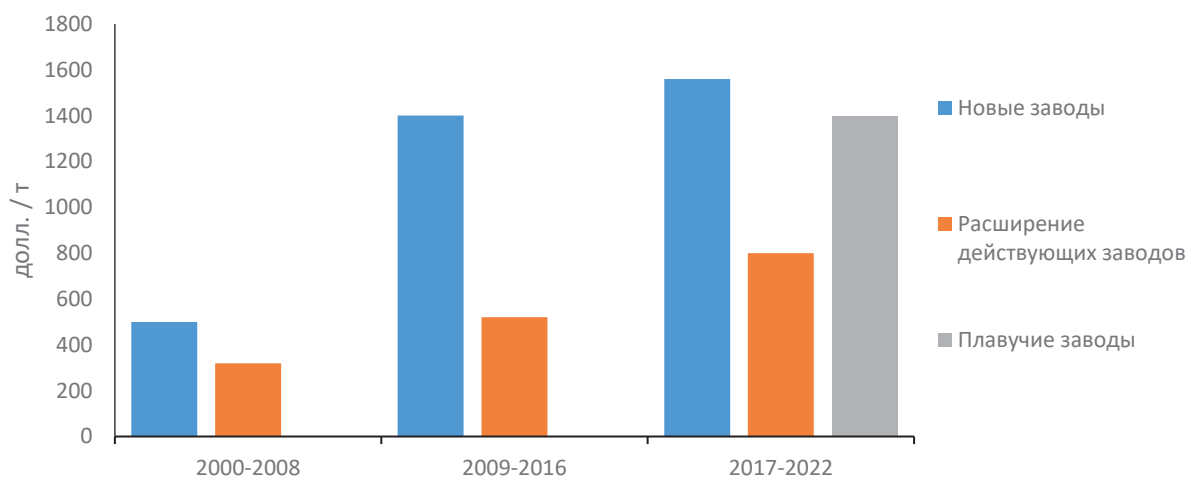
Ещё один проект в этой сфере в США - Calcasieu Pass LNG (разрабатывается Venture Global Partners) предполагает использование линий по 1 млн тонн в год (до 10 линий). Подписано соглашение о намерениях с Shell, предполагается что плата за сжижение составит относительно невысокие 2,5 долл./млн БТЕ, но ОИР по проекту пока нет.

Отдельно интересно отметить проект Driftwood LNG компании Tellurian, который предполагает строительство двадцати линий относительно небольшой мощности по 1,38 млн тонн каждая (окончательное инвестирование по проекту также ещё не принято). В ноябре 2017 г. Tellurian подписала с компанией Bechtel EPC-контракт. Завод, а также хранилища и причалы, обойдутся в 15,2 млрд долл. [2] (около 550 долл./ тонну, что является рекордно низким показателем в расчёте на единицу мощности по сжижению). Важно отметить, что завод Driftwood LNG является проектом «greenfield», и, хотя ранее в США уже были запущены проекты с сопоставимыми показателями инвестиций на единицу мощности (800 долл./тонну), они основывались на использовании имеющихся терминалов по регазификации СПГ. Эту величину можно в настоящей момент использовать как минимальную оценку размера инвестиций в сжижение, хотя необходимо помнить, что речь идёт пока только о проекте.

Одновременно, анализируя оценку капитальных затрат на новые заводы, следует помнить, что во многих случаях СПГ-проекты в мире остаются интегрированными с добычей, и здесь не всегда из официальных сообщений об объёме инвестиций удастся разделить расходы на добычу, транспортировку газа по подводным газопроводам на берег, и сжижение. К примеру, для уже упоминавшегося проекта по расширению Tangguh LNG (Индонезия), объём инвестиций составит не менее 8 млрд долл. [3] (т.е. свыше 2000 долл./тонну мощности), однако в этот объём входит и строительство двух оффшорных платформ, а также бурение 13 новых добычных скважин [4]. Аналогично, объём инвестиций в плавучий Coral FLNG оценивается не меньше 7 млрд долл. за 3,4 млн тонн в год мощности (свыше 2000 долл./ тонну), но в эту сумму также входят и расходы на добычу.

Так или иначе, в последние годы расходы на строительство заводов СПГ объективно выросли. По оценкам Международного Газового Союза, в период 2009-2016 гг., затраты на сжижение составили в среднем 1400 долл./тонну для новых заводов и 520 долл./тонну для проектов расширения действующих производств. Для заводов, которые войдут в строй в период 2017-2022 гг., средние затраты на сжижение составят 1560 долл./тонну для новых проектов и 800 долл./тонну для проектов расширения (Рис. 20).

Рис. 20. Динамика удельных капитальных затрат на строительство разных типов заводов СПГ



Источник: IGU World LNG Report 2017

Как удержать покупателя: новое ценообразование

Исторически основные объёмы СПГ в мире продавались по долгосрочным контрактам с ценовой привязкой к нефтяным котировкам. Это было обусловлено необходимостью гарантировать возврат средств (как правило, банковских кредитов), потраченных на строительство завода по сжижению. Но в последнее десятилетие ситуация стала меняться. Во-первых, в силу особенностей функционирования европейского газового рынка, цена продажи

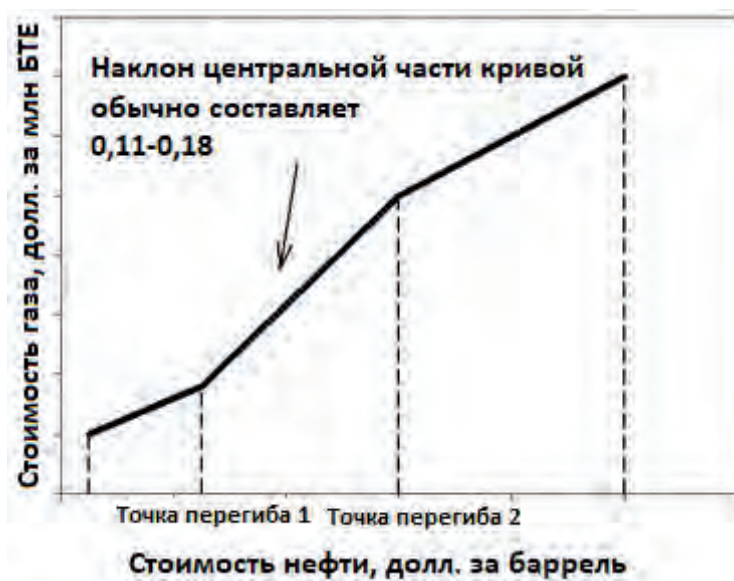
СПГ (в северо-западной Европе) теперь привязана к биржевым ценам на газ в регионе. Во-вторых, увеличилась доля продаж СПГ вне рамок долгосрочных контрактов. В-третьих, на рынок вышел американский СПГ с ценовой привязкой к внутренним ценам на газ в США. В результате, уже сейчас мы имеем несколько ценовых различных ценовых ориентиров, и покупатели хотят иметь возможность выбирать из них, либо делать некую смесь на свой вкус. На этом фоне остаётся главная проблема - создание независимой системы ценообразования на СПГ в АТР.

Пересмотр коэффициентов привязки к нефти

В классическом долгосрочном контракте на поставку СПГ, длительность которого составляет 20-25 лет, цена СПГ зависит от мировых цен на нефть и рассчитывается по S-формуле, названной из-за формы соответствующей кривой (Рис. 21). Стоимость СПГ растёт пропорционально котировкам нефти, но при очень низких и очень высоких ценах на нефть наклон становится менее крутым. Небольшой наклон в начале кривой позволял производителям компенсировать затраты в случае слишком сильного падения нефтяных цен. Выгода потребителя – на другом конце кривой: в случае высоких цен на нефть, стоимость газа будет увеличиваться менее стремительно. Но основной интерес представляет центральная часть кривой, где, как правило, и происходит определение цены на СПГ. Центральная часть кривой может быть описана формулой:

$$(\text{цена СПГ, долл. за млн БТЕ}) = k * (\text{цена нефти, долл. за баррель}) + b$$

Рис. 21. Типовой график стоимости СПГ в зависимости от стоимости нефти



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Коэффициент наклона кривой является одним из ключевых моментов при переговорах о цене. Паритет с ценой на нефть достигается при коэффициенте $k=0,17$ (долл./млн БТЕ)/(долл./

баррель). Коэффициент b (0,5-1 долл./млн БТЕ), как считается, отражает стоимость транспортировки СПГ. В предыдущие годы в качестве коэффициента на основной части кривой часто использовался $k=0,1485$. В Японии, равно как и на некоторых других азиатских рынках, для определения стоимости нефти в формуле используется нефтяная корзина JCC (Japan Custom Cleared, Japan Crude Cocktail), отражающая структуру импорта нефти и нефтепродуктов в Японию. В некоторых случаях в качестве ценового ориентира используется стоимость смеси марки Brent.

Однако, для контрактов, заключаемых в последние годы, коэффициент k стал заметно ниже. Так, контракт катарской Rasgas с Petrobangla был заключён при значениях $k=0,125$. Более того, появились прецеденты пересмотра контрактов (Табл. 4).

Табл. 4. Пересмотры контрактов на поставку СПГ

Год заключения	Продавец	Покупатель	Коэффициент k	Примечания
2009	Gorgon (Австралия, ExxonMobil)	Petronet (Индия)	0,145	FOB
2017	Пересмотр контракта		Менее 0,14 (основной объём) 0,125 (дополнительный объём)	Объём контракта увеличен на 1 млн тонн в год до 2,5 млн тонн в год
2016	Coral FLNG (Мозамбик, Eni)	BP	0,115	FOB
2017	RasGas (Катар)	Petrobangla (Бангладеш)	0,125	$b = 0,5$

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным СМИ и компаний

Пересмотр ценовых формул отчасти связан и с появлением альтернативного ценообразования с привязкой к американскому Henry Hub: при предполагаемой цене на нефть в 60 долл./барр., поставки будут конкурентоспособны только при более низком (по сравнению с 0,14) коэффициенте.

В среднем, коэффициенты в «новом ценообразовании» будут, вероятно, составлять 0,11-0,12 по сравнению с 0,14 в предыдущие годы. Подытоживая, при условии цены нефти в 60 долл./барр., $k=0,115$ и $b=0,5-1$, стоимость индексируемого по нефти СПГ в АТР составит **7,4-7,9** долл./млн БТЕ.

Ценовая привязка СПГ к внутренним ценам на газ в США

Как известно, стоимость американского СПГ привязана к биржевым ценам на газ в США: или прямо, через формулу цены отгрузки СПГ, или косвенно - в тех случаях, когда производство СПГ осуществляется по соглашению толлинга. Но и в этом случае покупателю СПГ нужно (1) приобрести трубопроводный газ на американском рынке или (2) самостоятельно добыть его.

Компания Cheniere Energy обнародовала формулу стоимости СПГ для своих покупателей (FOB Мексиканский залив), именно на основе этой формулы традиционно и делаются оценки стоимости американского СПГ:

*Цена СПГ (долл./млн БТЕ) = цена газа в США (Henry Hub) * 1,15 + k,*

где коэффициент $k=2,25-3,5$ (более ранние контракты получали более выгодные условия). Как считается, коэффициент k отражает капитальные затраты на сжижение (поэтому покупатель может вообще отказаться от покупки реального СПГ, оплатив сжижение контрактных объёмов (2,25-3,5 долл./млн БТЕ). В то же время коэффициент 1,15, привязанный к цене газа в США и реально сжижаемым объёмам газа, отражает операционные (в частности, энергетические) затраты на сжижение.

При цене газа Henry Hub в 3 долл./млн БТЕ, стоимость американского СПГ в АТР (по формуле Cheniere Energy и с учётом в стоимости транспортировки 2 долл./млн БТЕ) составит **7,7-8,95** долл./млн БТЕ.

Ценообразование на основании Азиатских индикаторов спотового рынка

Наконец, все большее значение приобретает ценообразование с привязкой к спотовому рынку. Уже появляются краткосрочные контракты с ценовой привязкой к индикатору спотового рынка [5] Platts JKM (о чём подробнее ниже). Среднее значение индекса спотового рынка Sling North Asia (аналога Platts JKM, но от Сингапурской биржи) за прошедший год (с апреля 2017 по март 2018 гг.) составило 7,68 долл./млн БТЕ.

Как видно из вышесказанного, появляется несколько способов ценообразования. Цена с нефтяной привязкой будет зависеть (помимо контрактных коэффициентов) от колебаний нефтяных котировок, цена с привязкой к Henry Hub - от внутренних цен на газ в США. Цена спотового рынка зависит от сезонности и балансов на рынке в данном периоде. Тем не менее, пока все способы ценообразования ограничивают цены на СПГ уровнем в 7,5-8,5 долл./млн БТЕ. Это – те значения, на которые сейчас ориентируется большинство участников рынка. В этом контексте интересно отметить, что компания Tellurian уже делала предложение японским покупателям о продаже СПГ по фиксированной цене в 8 долл./млн БТЕ (DES), но оно пока не встретило интереса у участников рынка [6].

Развитие независимых индикаторов спотовой торговли СПГ

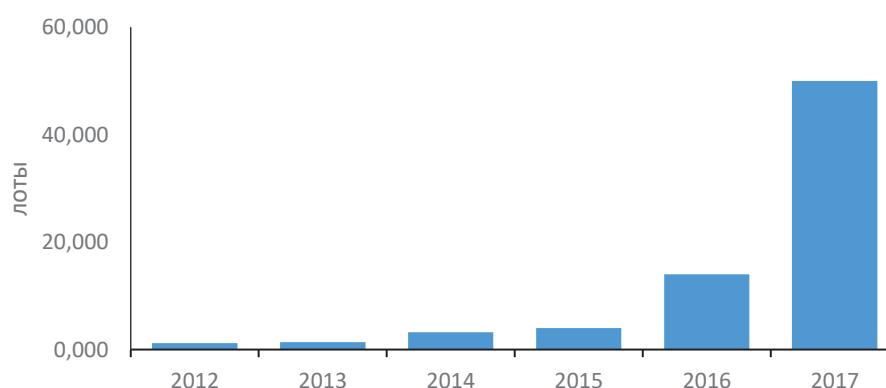
Логика развития рынка СПГ предполагает повторение логики развития нефтяного рынка, которое завершилось созданием независимых центров ценообразования на нефть. Однако, сделать СПГ биржевым товаром, из-за известных особенностей его хранения и транспортировки, оказывается не так просто. Тем не менее, в

последние годы предпринимаются попытки создать независимое ценообразование при торговле СПГ.

Наиболее популярным индикатором такой торговли стал публикуемый агентством Platts индекс JKM (Japan/Korea Marker), запущенный в феврале 2009 г. Он отражает спотовые сделки с СПГ на условиях DES в портах Кореи и Японии. Публикуемое значение индекса соответствует оценке цены сделки с поставкой в следующем месяце (для индекса, опубликованного с 1 по 15 число) или ещё одним месяцем позже (для индекса, опубликованного с 16 числа данного месяца). Например, индекс JKM от 4 июня отражает поставку в июле, а от 16 июня - уже поставку в августе. В июне 2017 г. Platts предложил нормировать JKM по теплоте сгорания (1,075 БТЕ/ст. куб. ф) и порту доставки (Токуо Bay) [7]. Пока эти изменения находятся в процессе обсуждения участниками рынка.

Кроме того, существуют и другие индексы (EAX (East Asian Index) от агентства ICIS Heren, ANAE от Argus Media), которые, однако, не получили аналогичного признания участников рынка. В настоящее время индекс Platts JKM является наиболее репрезентативным индикатором спотовой торговли СПГ, чему способствуют активное развитие финансовой надстройки над физической торговлей: торговля «свопами» (по сути - фьючерсными контрактами) на индекс Platts JKM на площадках ICE и CME. Торговля свопами на индекс Platts JKM развивается крайне динамично: в 2017 г. объем торгов свопами на индекс оказался в четыре раза выше, чем в 2016 г. (см. Рис. 22). Тем не менее, пока весь годовой объем торгов составляет лишь около 4% от суммарного объема торговли СПГ в мире.

Рис. 22. Динамика торговли своповыми контрактами на Platts JKM



Источник: *ft.com* [8]

Одновременно, ряд стран АТР хотели бы создать свои биржевые площадки торговли СПГ с собственными индикаторами.

Раньше других о своих планах по созданию СПГ-биржи заявил **Сингапур**, однако и здесь для полноценной реализации пока ещё далеко. Газовый рынок в стране либерализован, Сингапур импортирует как СПГ, так и трубопроводный газ, но объём

внутреннего рынка газа невелик (около 11 млрд куб м). Поэтому Сингапур, учитывая малые объёмы собственного рынка, но при этом свою особую роль в глобальных транспортных потоках, рассматривал биржу в большей степени как инструмент для мировой торговли СПГ. Предполагается, что особенностью СПГ-хаба в Сингапуре будет предоставление третьим сторонам возможности по хранению и реэкспорту СПГ. Сингапурский СПГ-терминал также расширяет услуги по перегрузке, хранению, охлаждению СПГ, бункеровке. Тем не менее, объёмы реэкспорта СПГ пока невелики. В 2016 г. реэкспорт СПГ из Сингапура составил 0,34 млн тонн, что сопоставимо, к примеру, с объёмами реэкспорта из Южной Кореи (0,19 млн тонн), то есть говорить о том, что терминал стал работать «СПГ-хабом» пока не приходится - из европейских портов реэкспорт СПГ был на порядок больше.

В рамках решения поставленной задачи Сингапурская биржа запустила ценовые индексы для СПГ (отчасти аналогичные индексу JKM агентства Platts). Первый из них - индекс Sling (SGX LNG Index Group) был запущен в 2014 г. Индекс рассчитывается с географической привязкой «FOB Сингапур», т.е. для гипотетического СПГ-танкера, находящегося на рейде. В сентябре 2016 г. был запущен дополнительный индекс North Asia Sling отражающий ценовые индикаторы (DES) для более северных регионов АТР (Япония, Корея, Тайвань, Китай). Во многом (географическая привязка и ценовые ориентиры) этот индекс является аналогом Platts JKM. Производные финансовые инструменты на индексы Sling пока находят крайне ограниченный интерес у участников рынка.

Токийская товарная биржа **Японии** в 2014 г. запустила внебиржевую торговую систему для покупки СПГ (Japan OTC Exchange), которая также предлагала и форвардные контракты на СПГ без физической поставки (Japan DES), однако до настоящего времени они не вызвали большой заинтересованности у участников рынка. Только спустя год после запуска торгов состоялась первая форвардная сделка - на 250 тыс. млн БТЕ (или примерно 5000 тонн СПГ) - минимальный размер контракта [9]. Контракт был заключён в долларах, физическая поставка возможна в случае договоренности между сторонами. Дополнительную поддержку инициатива получила в феврале 2016 г., когда Чикагская биржа CME объявила о запуске фьючерса по этому инструменту (размер контракта - 10 тыс. млн БТЕ) на своей площадке. Ценовые ориентиры фьючерса основываются на индексе, разработанном RIM Intelligence. Но до настоящего времени торгов по этому фьючерсному контракту не наблюдалось.

Япония является крупнейшим в мире импортёром СПГ, однако газовый рынок страны сильно зарегулирован. Начавшаяся либерализация внутреннего рынка газа должна, по идее, положительно сказаться и на ликвидности будущей биржевой торговли СПГ. В ближайшее время должен быть обеспечен доступ третьих сторон к регазификационным терминалам. К 2022 г. планируется выделение из состава газовых энергокомпаний подразделений по поставкам и транспортировке газа. В то же время,

существенной проблемой для создания внутреннего ликвидного рынка газа является отсутствие газопроводных связей между многими регионами Японии: импортируемый СПГ после регазификации зачастую сразу попадает на целевые локальные рынки.

Следует отметить, что при развитии биржевых торгов СПГ важную роль будут играть хранилища СПГ, которые становятся дополнительным фактором, придающим ликвидность той или иной площадке. Это является конкурентным преимуществом Японии, обладающей крупнейшими в АТР хранилищами сжиженного газа (11 млрд куб. м).

Китай в свою очередь, пока сконцентрировался на создании биржевой торговли сетевым газом. В случае создания ликвидного рынка сетевого газа, в будущем Китай может использовать этот ценовой ориентир и при торговле на спотовом рынке СПГ, то есть речь фактически идёт о европейской модели рынка. Для повторения европейского пути здесь есть все предпосылки. Крупный и растущий внутренний рынок обеспечивается одновременно тремя составляющими: собственной добычей, импортом трубопроводного газа и импортом СПГ.

В 2015 г. правительство Китая запустило Шанхайскую нефтегазовую биржу, которая начала полноценную работу осенью 2016 г. [10]. Данные о реальной динамике торгов на Шанхайской бирже ограничены. По данным China Daily, за первые 10 месяцев работы в тестовом режиме, на Шанхайской бирже было продано 15,4 млрд куб. м трубопроводного газа и 1,32 млн тонн СПГ [11]. В 2017 г. суммарный объём торгов оценивался в 50 млрд куб. м [12]. В январе 2018 г. стало известно о планах запуска в начале 2018 г. ещё одной газовой биржи в Чунцине.

Наконец, с увеличением объёмов экспорта СПГ из **США**, ещё одним перспективным индикатором спотового рынка СПГ может стать ценовой индекс этой страны, чему способствует и отсутствие правила «destination clause» (обязательства по конечной точке поставки) для контрактов на поставки СПГ из США. В июне 2016 г., спустя четыре месяца после отгрузки первого экспортного танкера с СПГ, агентство Platts объявило о запуске нового индекса Gulf Coast Marker (GCM), отражающего цены FOB в Мексиканском заливе. А в мае 2017 г. ICE запустила торговлю фьючерсными контрактами, привязанными к индексу Platts GCM.

Кроме того, ещё одним способом независимого ценообразования теоретически может стать «**онлайн-торговля**» СПГ. Однако, онлайн-биржа СПГ GLX, запуск которой был анонсирован ещё в 2017 г., до настоящего времени так и не сообщила о сделках [13].

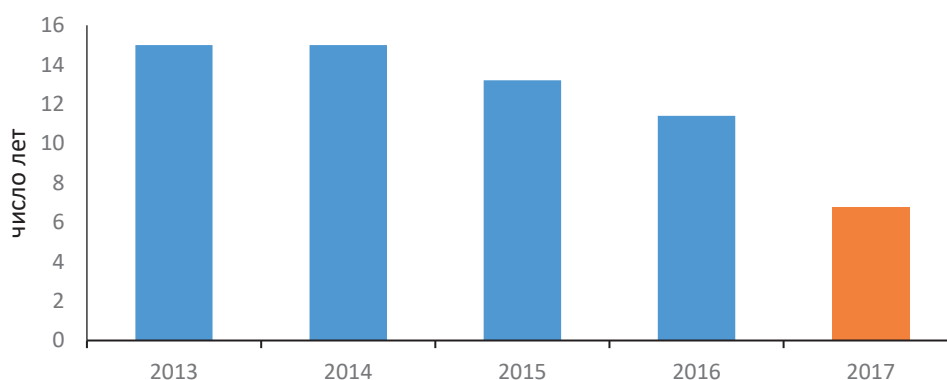
Как привлечь покупателя: гибкость поставок

Для потребителей СПГ, оказавшихся лицом к лицу с быстро меняющимися условиями межтопливной конкуренции, слабопредсказуемым госрегулированием, плохо прогнозируемыми либерализованными рынками и прочими сложностями определения будущих объемов спроса, основной запрос теперь даже не столько на низкую цену, сколько на гибкость контрактов. Старая модель, когда покупатель брал на себя фиксированные долгосрочные обязательства «take-or-pay» по приему СПГ и в любом случае должен был контрактные объемы оплатить, не имея при этом права перепродажи невостребованных объемов, теперь покупателей не устраивает: слишком велики риски для них «промахнуться» с оценкой своих будущих потребностей.

Поэтому теперь растущая гибкость поставок в самом широком смысле стала еще одним ключевым фактором изменений на рынке СПГ. Можно отметить четыре основных направления изменения контрактов на поставку СПГ: длительность контрактов (1), средний объём контракта (2), отмена условия «destination clause» (3), уход от исключительно нефтяной привязки в пользу смешанного ценообразования с привязкой «газ-газ», которая в свою очередь может выражаться к привязке к ценам Henry Hub, европейских бирж и ценовым индикаторам на азиатском рынке СПГ (в первую очередь, Platts JKM) (4). Рассмотрим их подробнее.

1. **Длительность контрактов.** По оценке Poten, средняя длительность контракта, заключённого в 2017 г., снизилась до 6,7 лет, по сравнению с 11,5 годами еще в 2016 г.

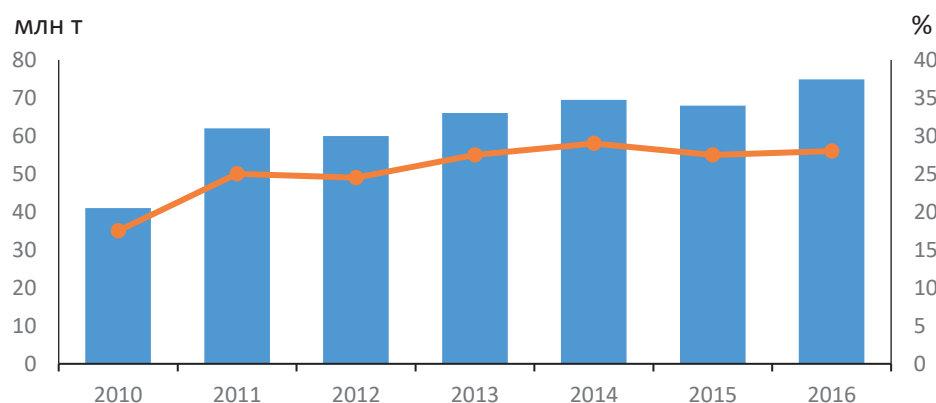
Рис. 23. Средняя длительность контрактов на поставку СПГ



Источник: Poten&Partners

Одновременно, неудивительно, что на этом фоне увеличивается доля спотовых и краткосрочных договоров. По данным международной ассоциации импортёров СПГ GIIGNL, в 2016 г. доля спотовых и краткосрочных продаж в мировой торговле СПГ достигла уже 28% (Рис. 24).

Рис. 24. Доля краткосрочных контрактов и спотовых продаж в объёме мировой торговли СПГ

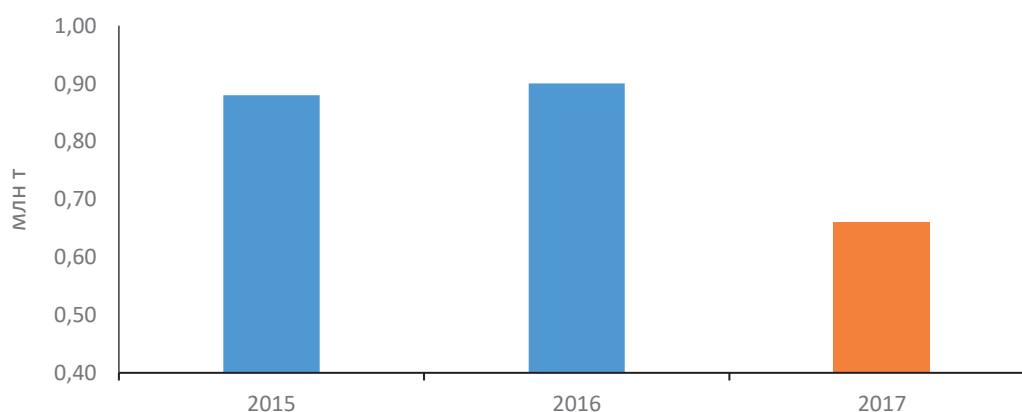


Источник: GIIGNL 2017 Annual Report

Однако, GIIGNL определяет такие краткосрочные контракты, как контракты «длительностью менее четырёх лет». Доля реального «спота», когда поставка совершается не позднее трёх месяцев после подписания договора, впервые была опубликована GIIGNL в обзоре рынка СПГ за 2015 г., по данным организации она тогда составила около 15%. К 2016 г. здесь зафиксирован заметный рост до 18% (учитывая рост размера рынка, в абсолютных значениях прирост несколько больше).

2. Снижается и средний **объём контрактов**, в год (см. Рис. 25). По данным МЭА, средний размер контракта, заключенного до 2009 г., составлял 1,3 млн тонн в год, в последующие годы началось последовательное снижение. По данным Poten, в 2017 г. средний объём контракта составил уже 0,67 млн тонн.

Рис. 25. Средний объём контрактов на поставку СПГ

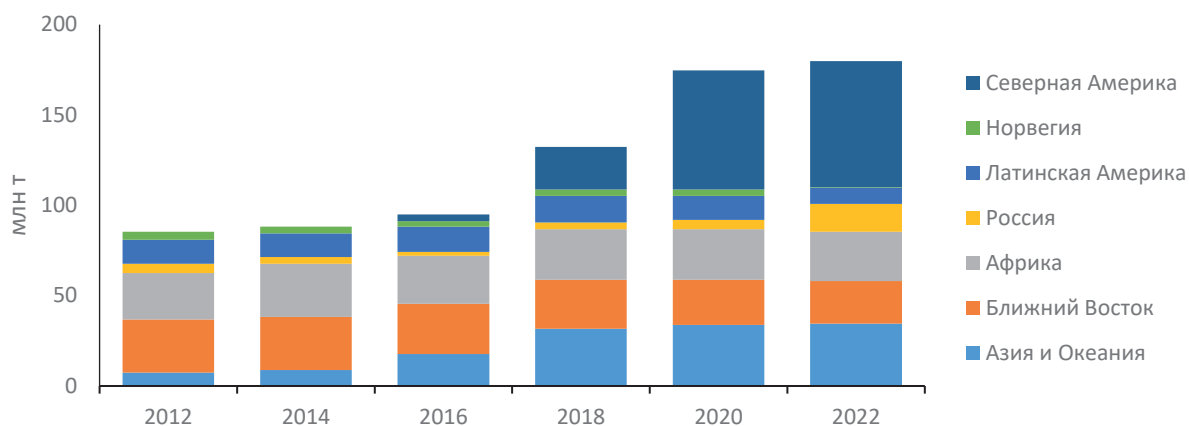


Источник: Poten&Partners

3. Третье принципиальное изменение в идеологии торговли СПГ - постепенный отказ от т.н. **destination clause** - условия, запрещающего перепродажу СПГ на другие рынки. Отчасти связанным с условием «destination clause» является форма продажи СПГ - FOB (free-on-board) или DES (delivery-ex-ship). В первом

случае, покупатель забирает СПГ непосредственно завода по сжижению и самостоятельно занимается доставкой. Во втором случае продавец принимает организацию доставки и расходы на себя. Доля контрактов FOB также постепенно растёт. В целом, рост гибких объемов, не связанных «destination clause», наблюдается во всех регионах мира, но особую роль в ускорении этого процесса играет рост экспорта из США (Рис. 26).

Рис. 26. СПГ контракты с гибкими пунктами назначения



Источник: МЭА 2017

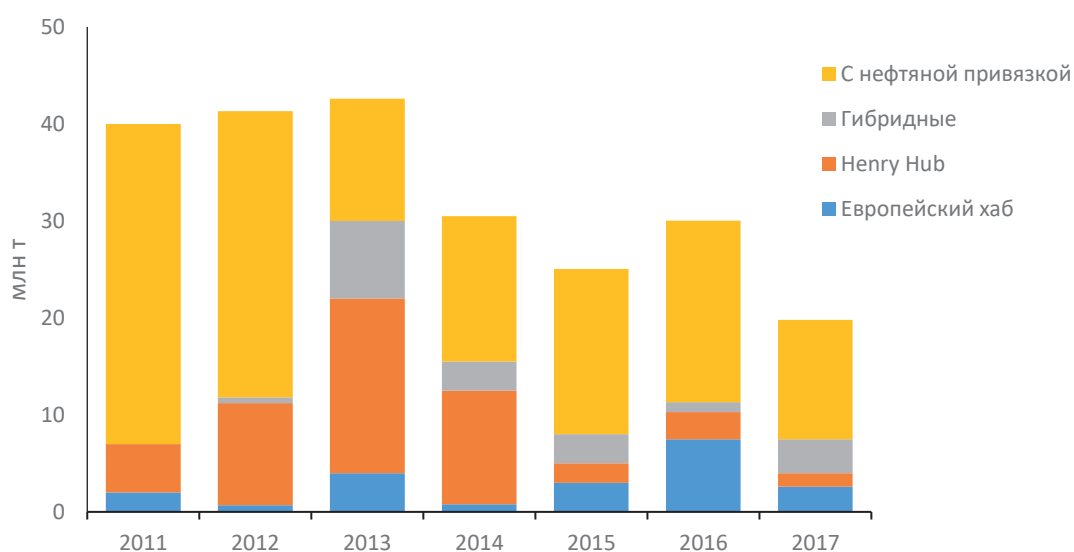
В тех случаях, когда продавец СПГ запрещает перенаправление судов покупателем на более прибыльные рынки, покупателю приходится заниматься реэкспортом СПГ. СПГ-танкер необходимо разгрузить на указанном в контракте приемном терминале, после чего перегрузить на новое судно и отправить на другие рынки, в том случае если эти рынки оказываются более прибыльные и/или импортеру СПГ данный объем топлива в настоящий момент не нужен. Однако, это процедура приводит к очевидным дополнительным расходам.

Азиатские импортеры, в первую очередь - крупнейший японский импортер JERA (СП Chubu Electric Power и Tokyo Electric Power, портфель контрактов - 40 млн тонн в год) - в настоящее время ведут активную работу с продавцами СПГ по отмене условия «destination clause». В марте 2017 г. стало известно, что JERA, корейская Kogas и китайская CNOOC подписали меморандум о сотрудничестве в области закупки СПГ. Как предполагается, такой альянс, контролирующий около 100 млн тонн ежегодных закупок СПГ, сможет оказаться серьезным игроком в начинающемся переговорном процессе с поставщиками СПГ. Кроме того, JERA планирует изменить структуру своих контрактов в пользу увеличения доли краткосрочных и среднесрочных контрактов.

4. Как было показано выше, идет постепенный уход от исключительно нефтяной привязки в пользу смешанного ценообразования: помимо нефтяной привязки цен на СПГ, возникает ценообразование «газ-газ», с привязкой к ценам американского, европейского биржевых рынков, а также, пока в минимальной степени к ценовым индексам на СПГ в АТР. И хотя в

последние несколько лет на фоне относительно невысоких нефтяных цен большинство потребителей делало выбор в пользу классической нефтяной индексации, использование других механизмов ценообразования также развивается (Рис. 27). В условиях пресловутой неопределенности и продавцы, и покупатели хотят диверсифицировать свои ценовые риски, поэтому все чаще их выбор – в пользу портфеля контрактов с разнообразными ценовыми привязками.

Рис. 27. Заключаемые контракты на поставку СПГ по типам ценовой индексации



Источник: Morgan Stanley

Наконец, следует отметить, что дополнительную гибкость рынку СПГ придаёт динамичное развитие сектора плавучих терминалов по регазификации (FSRU), которые можно без преувеличения назвать «game-changer». Плавучий терминал (особенно в случае его аренды с рынка) позволяет новым импортёрам очень быстро войти на рынок СПГ, а при необходимости – быстро уйти с него (как это сейчас начинает делать Египет).

Трансформация участников рынка и новые бизнес-модели

Волатильность цен в сочетании с растущей конкуренцией и неопределенностью на стороне спроса и предложения ведут к тому, что компании, работающие на рынке СПГ, пытаются найти новые способы снижения рисков, что ведет к появлению новых бизнес-моделей. С другой стороны, рынок СПГ становится все более похожим на нефтяной, что стимулирует появление на нем новых игроков с сильными компетенциями с нефтяного рынка.

Рост гибких объёмов на рынке привел к появлению на рынке большого числа новых трейдеров СПГ. Не будет преувеличением

сказать, что именно американский СПГ стал триггером этих изменений по нескольким причинам:

- американский СПГ создал определённый избыток предложения на рынке,
- цены для американского СПГ основаны на ценах Henry Hub,
- нет условия «destination clause» (оговорки о пункте доставки), контракты FOB,
- поставки на условиях «сжижай-или-плати», что делает для компаний, забронировавших мощности по сжижению, приемлемым экспорт СПГ даже при ценах ниже полной себестоимости производства,
- новый центр экспорта СПГ предоставляет больше возможностей для обменных операций, особенно после расширения Панамского канала.

В результате, трейдингом СПГ стали заниматься самые разнообразные участники газового, а также смежного нефтяного рынка:

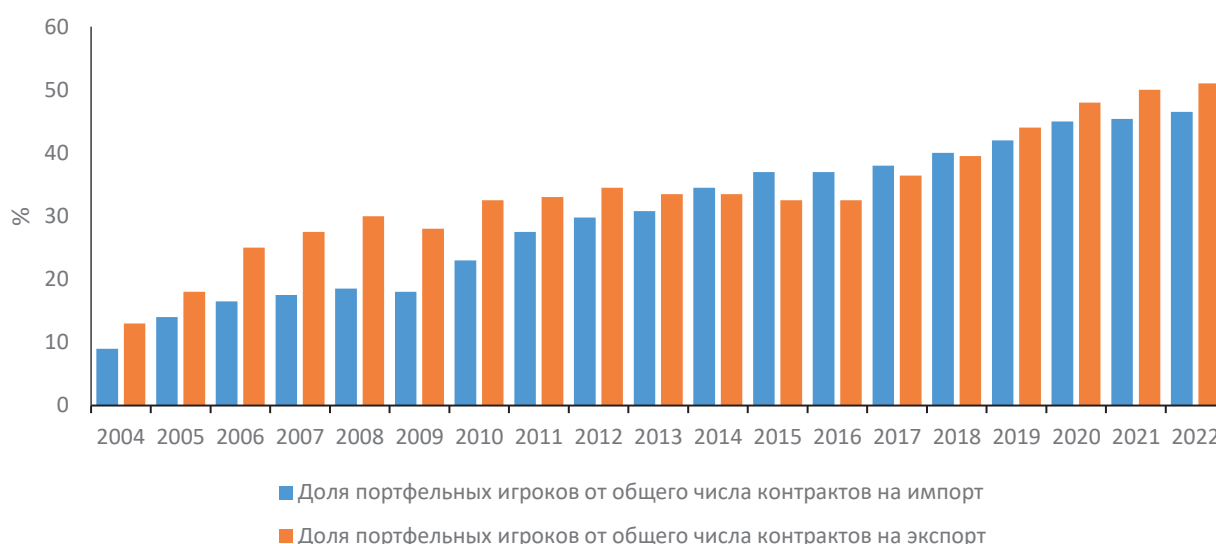
- на рынок СПГ пришли традиционные трейдеры (Trafigura, Vitol, Gunvor и другие компании). Например, Vitol по итогам 2017 г. утроил объём торговли СПГ, которая составила 7,4 млн тонн (по сравнению с 2,6 млн в 2016 г.) [14]. О серьёзности намерений говорят и инвестиции некоторых из этих трейдеров в плавучие терминалы по приёму СПГ.
- традиционные импортёры СПГ (CNOOC, JERA, PGNIG и другие) так же создают свои трейдинговые подразделения. Интерес этих компаний в трейдинге может быть различен: перепродажа избытков законтрактованного СПГ, обменные операции для оптимизации транспортных расходов, возможность купить газ на рынке без дополнительных комиссий.
- активны и сами нефтегазовые «мейджоры», которые и раньше торговали СПГ, но сейчас даже укрупняют этот бизнес. Shell стала крупнейшим трейдером СПГ после объединения с BG. Второе место по объёмам трейдинга планирует занять компания Total, после объединения её газовых активов с Engie, включая долю в 16,6% с американского Cameron LNG [15].
- Начинают заниматься трейдингом и национальные производители СПГ. В январе 2018 г. Qatargas объявил о слиянии с Rasgas, а у Qatar Petroleum (основного акционера этих компаний) есть трейдинговое СП с ExxonMobil для продажи СПГ, произведённого за пределами Катар.

Ещё один важный аспект трейдинга СПГ связан с возможными схемами финансирования новых проектов: в условиях, когда банковский сектор скептически относится к финансированию (через

кредитные линии) новых заводов по сжижению без наличия долгосрочных контрактов на поставку СПГ, а импортёры СПГ, в свою очередь, не хотят заключать эти долгосрочные контракты, покупка СПГ из новых проектов портфельными игроками рассматривается как альтернативный способ гарантий при финансировании строительства заводов [16].

Вообще, развитие портфельных игроков, выстраивающих гибкие цепочки в глобальном масштабе, становится едва ли не главным направлением развития рынка СПГ (Рис. 28). Участник рынка с разнообразным портфелем проектов в upstream и с возможностями выхода на разные рынки downstream получает не только диверсификацию рисков как предложения, так и спроса, но и возможность оптимизации транспортных затрат в глобальном масштабе.

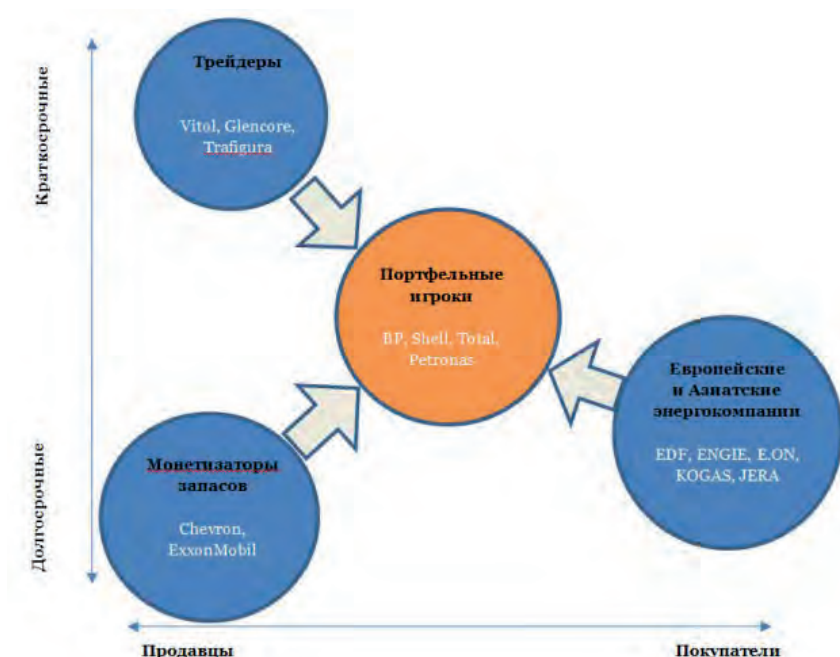
Рис. 28. Динамика доли портфельных игроков на рынке СПГ



Источник: IEA Global Gas Security Review 2017

Кроме того, с учетом нарастающего противоречия между сокращением сроков и объемов контрактов (что делает инвестиции в проекты СПГ менее привлекательными для банков) и по-прежнему растущей потребности в создании новых довольно дорогостоящих мощностей, не удивительно, что именно крупные, портфельные игроки с сильными финансовыми показателями (и невысокой ценой привлечения капитала), по сути, начинают отчасти заменять банки, инвестируя в целый портфель разнообразных проектов. В этом направлении движутся сейчас как компании, традиционно сосредоточенные на производственной части, так и крупнейшие европейские и азиатские потребители и международные трейдеры (Рис. 29).

Рис. 29. Все типы участников рынка стремятся стать портфельными игроками



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Wood MacKenzie

Показательный пример здесь - планы японской JERA объединить газовые активы с компанией EdF, что, в частности, предоставит JERA доступ к 15 европейским СПГ-терминалам. Напомним, что у японской компании есть права на мощности по сжижению на американском заводе СПГ Freeport LNG, поэтому возможно, интерес компании в том, чтобы поставлять часть американского СПГ в Европу и сэкономить на транспортных расходах, в тех случаях, когда дешевле окажется купить газ непосредственно в АТР (например, в Австралии).

Развитие рынка стимулирует инвестиции продавцов СПГ, трейдеров СПГ и импортёров, которые становятся трейдерами, в развитие downstream-инфраструктуры на новых рынках сбыта (т.н. стратегия «создания спроса»). К примеру, Mitsui, Trafigura инвестируют в FSRU в Пакистане [17], [18]. Япония планирует инвестировать 10 млрд долл. для создания инфраструктуры СПГ в Азии [19]. Таки инвестиции решают сразу две задачи. Во-первых, создают спрос на СПГ на новых рынках через создание инфраструктуры, часто слишком дорогой для того, чтобы покупатель мог построить её самостоятельно. Во-вторых, таким образом создаются «особые отношения» между продавцом и покупателем СПГ, что позволяет получить гарантированный рынок сбыта в условиях возможного избытка СПГ на рынке.

КАКОЕ МЕСТО РОССИЯ МОЖЕТ ЗАНЯТЬ НА ГЛОБАЛЬНОМ РЫНКЕ СПГ?

Что на кону?

Первый завод по крупнотоннажному сжижению газа в России появился в 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2», действующего на условиях Соглашения о разделе продукции. Его начальная мощность составляла 9,6 млн тонн в год (две линии по 4,8 млн тонн), после модернизации производства мощность увеличена до 10,8 млн тонн.

Второй проект начал работу только через 8 лет. В декабре 2013 г. было принято ОИР по проекту «Ямал СПГ», а в декабре 2017 г. запущена первая линия завода мощностью 5,5 млн тонн (см. Табл. 5). Таким образом, в настоящий момент российские мощности составляют 16,3 млн тонн.

Табл. 5. Основные российские СПГ-проекты (крупнотоннажное производство)

Завод	Мощность, млн тонн в год	Год запуска	Статус	Акционеры
«Сахалин-2» T1, T2	10,8 (после модернизации)	2009	Действующий	«Газпром» (50%), Shell (27,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)
«Сахалин-2» T3	5,4	После 2023	Проект	«Газпром» (50%), Shell (27,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)
«Ямал СПГ» T1	5,5	2018	Действующий	«Новатэк» (50,1%), «Total» (20%), CNPC (20%), Фонд шёлкового пути (9,9%)
«Ямал СПГ» T2, T3 + T4	5,5*2 + 0,9	2018, 2019	Строится	«Новатэк» (50,1%), «Total» (20%), CNPC (20%), Фонд шёлкового пути (9,9%)
«Арктик СПГ-2» T1-T3	6,6*3	После 2023	Проект	«Новатэк» и партнёры
«Балтийский СПГ»	10	После 2023	Проект	«Газпром», Shell
«Дальневосточный СПГ»	5	После 2030?	Проект	«Роснефть», ExxonMobil
«Печора СПГ»	до 10	После 2030?	Проект	«Роснефть», «Алтек»

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний и СМИ

Что же дальше? После запуска строящихся второй, третьей и четвертой линий «Ямал СПГ» (ориентировочно, до конца 2019 г.) суммарная мощность российских крупнотоннажных СПГ производств достигнет 28,2 млн тонн – это уже сопоставимо с действующими мощностями в Малайзии или в Индонезии.

Однако дальнейшие планы компаний по расширению мощностей связаны с большими неопределенностями. У ПАО «Газпром» в планах два крупнотоннажных проекта: в рамках «Сахалин-2» уже

много лет обсуждается расширение проекта за счет строительства третьей линии мощностью 5,4 млн тонн. Будучи проектом «brownfield», это производство имеет самую низкую себестоимость среди новых заводов СПГ в России. Однако, реализации мешает нерешённая проблема с ресурсной базой. Кроме того, обсуждается проект «Балтийский СПГ», предполагающий в качестве источника газа сырьё из Единой системы газоснабжения.

ПАО «НК „Роснефть“» сохраняет планы по строительству собственного СПГ-производства ("Дальневосточный СПГ"), но в текущих ценовых условиях его реализация представляется маловероятной: это относительно небольшой (5 млн тонн) «greenfield» проект, что делает себестоимость СПГ с возможного завода достаточно высокой. Также компания рассматривает проект «Печора СПГ» на базе Кумжинского и Коровинского месторождений, пока определённости по этому проекту так же немного.

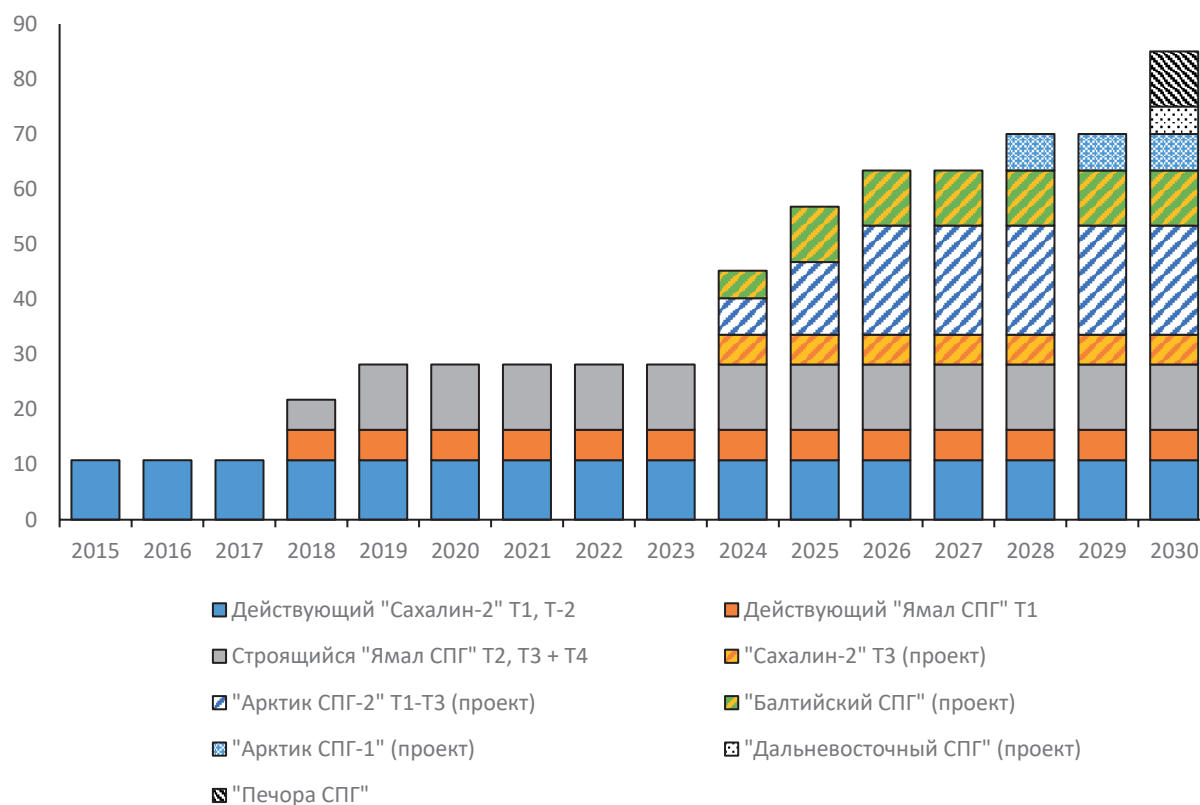
Среди наиболее вероятных новых производств - проект «Арктик СПГ 2» (ПАО «Новатэк») - три линии по 6,6 млн тонн с ресурсной базой Утреннего месторождения полуострова Гыдан.

Проект «Арктик СПГ 2» предполагает строительство завода СПГ не на суше, а на основаниях гравитационного типа (300 м в длину и 150 м в ширину), что, как ожидается, позволит снизить капитальные затраты на 30%. FEED проекта будет завершён в конце 2018 г. Целевая стоимость единицы мощности находится в диапазоне 650-750 долл./т. Строительство завода СПГ на платформах позволит снизить затраты на логистику и установить основное оборудование «удалённо» - СПГ линии будут построены в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманске.

Более того, основываясь на имеющейся ресурсной базе на п-вах Ямал и Гыдан, ПАО «Новатэк» рассматривает и возможность реализации проектов «Арктик СПГ 1» и «Арктик СПГ 3», также по 19,8 млн тонн каждый, что предполагает рост суммарной мощности заводов компании в регионе до 76,8 млн тонн (с учётом строящихся и действующих производств), что сопоставимо с действующими мощностями Катара. Но ясно, что до реализации этих амбициозных планов нужно проделать длинный путь.

На основании текущей ситуации и заявлений представителей компаний, возможные суммарные мощности СПГ в России к началу 2030-х гг. можно оценить в 60-80 млн тонн (Рис. 30), хотя понятно, что это предварительная оценка. Некоторые из наиболее сложных проектов могут оказаться нереализованными, при этом вероятно появление новых, пока неанонсированных производств (в первую очередь, в рамках монетизации газовых запасов ПАО «Новатэк» на п-овах Ямал и Гыдан).

Рис. 30. Возможная динамика мощностей крупнотоннажного сжижения в России



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Параллельно в России готовится и строится несколько производств по среднетоннажному сжижению СПГ (Табл. 6). В данной работе мы не рассматриваем подробно средне- и малотоннажные проекты, им будет посвящено отдельное исследование, поэтому здесь приводится только список основных проектов.

Помимо уже упомянутой четвертой линии «Ямал СПГ», это - строящийся завод при КС "Портовая" (1,5 млн тонн), а также «Криогаз-Высоцк» (2 линии по 0,33 млн тонн), где в перспективе возможно удвоение производства.

Пока в стадии согласования находится проект «Горская СПГ» – три линии по 0,42 млн тонн СПГ. Все три упомянутых среднетоннажных производства расположены на берегу Балтийского моря и в значительной степени будут ориентированы на бункеровку. А в июне 2017 г. ПАО «Газпром» объявил, что пересматривает проект «Владивосток СПГ» в пользу среднетоннажного производства (вероятно, также с планами по бункеровки, но уже в странах АТР).

Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей?

Табл. 6. Основные российские СПГ-проекты (среднетоннажное производство)

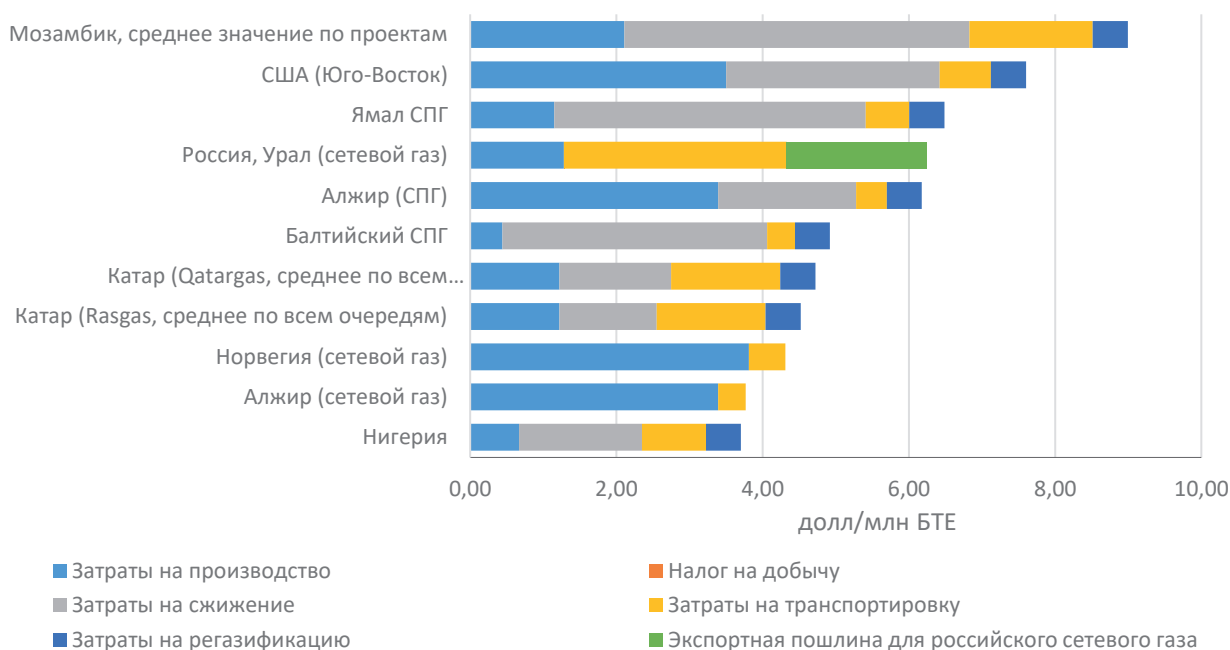
Завод	Мощность, млн тонн в год	Год запуска	Статус	Акционеры
«Криогаз-Высоцк»	0,33*2 (возможность расширения 0,33*2)	2018	Строится	«Газпромбанк» (49%), «Новатэк» (51%)
Завод при КС «Портовая»	1,5	2019	Строится	«Газпром»
«Владивосток СПГ»	1,5 Среднетоннажный завод	?	Проект	«Газпром» и партнёры
«Горская СПГ» T1-T3	0.42*3	?	Проект	ООО «СПГ Горская»

Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний и СМИ

Конкурентоспособность российского СПГ

Выход новых российских проектов СПГ на мировые рынки происходит в непростой ценовой конъюнктуре. Анализ конкурентоспособности нашего СПГ говорит о том, российский СПГ является крепким «середнячком» среди конкурентов.

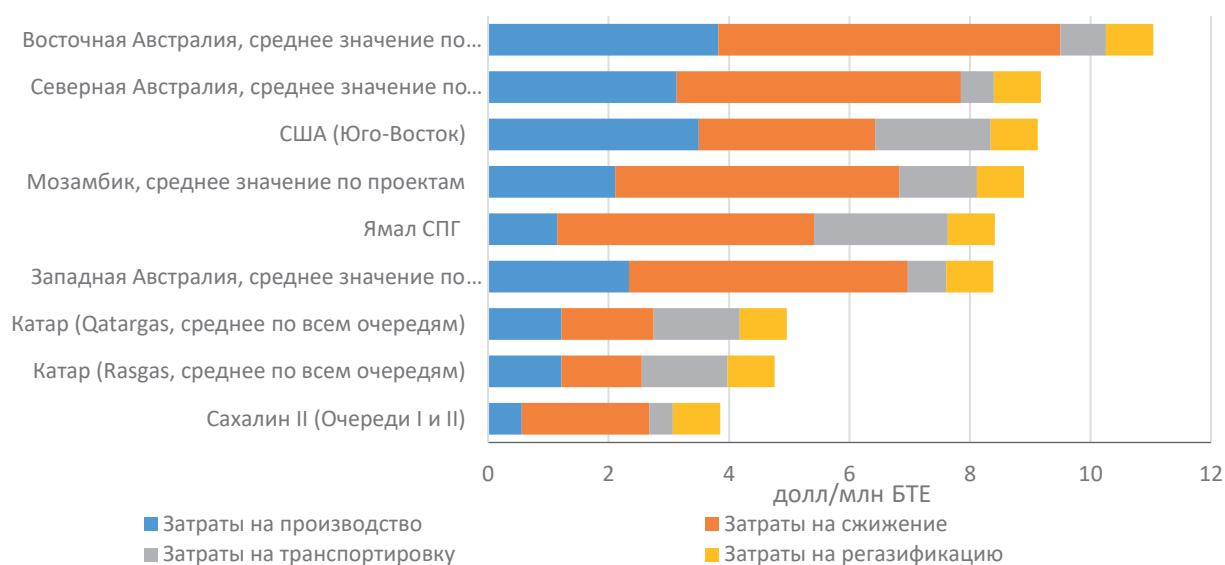
Рис. 31. Полные затраты на поставки СПГ и сетевого газа в Северо-Западную Европу (Бельгия) в 2025 г.



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

Со стороны полной себестоимости производства и доставки, мы видим, что российский СПГ не является замыкающим поставщиком: новые австралийские проекты имеют заметно более высокие затраты.

Рис. 32. Полные затраты на поставки СПГ в АТР (Шанхай, КНР) в 2025 г.



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО.

SWOT анализ российской СПГ индустрии (Табл. 7) подчёркивает сильные и слабые стороны российского СПГ, которые в значительной мере уравнивают друг друга.

Табл. 7. SWOT-анализ российской индустрии СПГ

Strengths	Weaknesses
- Хорошая ресурсная база, низкая себестоимость добычи для всех проектов - Близость ряда проектов к рынкам сбыта ("Сахалин-2" для АТР, "Балтийский СПГ" для Европы) - Возможности для расширения действующих и строящихся проектов (третья линия "Сахалин-2", новые линии на Ямале и Гыдане). - Благоприятное налоговое регулирование - Наличие долгосрочных контрактов для действующих и строящихся производств - Интерес к кооперации со стороны мейджеров: участие иностранных компаний широкого спектра в действующих заводах, готовность участия в новых проектах по сжижению. Опыт кооперации с Китаем.	- География (для арктических проектов), что удорожает транспортировку, и влияет на себестоимость строительства - Отсутствие собственной технологической базы для крупнотоннажного сжижения и транспортировки СПГ - Высокие страновые и санкционные риски - Высокая цена капитала - Недостаточно квалифицированная рабочая сила
Opportunities	Threats
- Растущий глобальный рынок СПГ - Появление рыночной ниши в странах АТР в начале 2020-х гг. - Открывается рыночная ниша в сегменте новых покупателей и малотоннажный СПГ. - Возможность продавать «комплексные решения» и не только СПГ.	- Замедление темпов роста глобального и регионального спроса на СПГ - Высокая вероятность формирования избыточных мощностей, высокая конкуренция - Снижение мировых цен на СПГ - Возможное усиление санкций против РФ и отдельных компаний

Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Дешевый в добыче газ является важнейшим преимуществом и фактором конкурентоспособности российского газа. Слабой стороной является 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, в условиях значительной доли транспортировки в конечной себестоимости продукции актуальным является и создание собственного производства газозовозов.

Проведенные расчеты показывают, что в условиях конкуренции с другими проектами, суммарный экспорт СПГ из России к 2030 г. может составить от 26 до 71 млн тонн в зависимости от сценария.

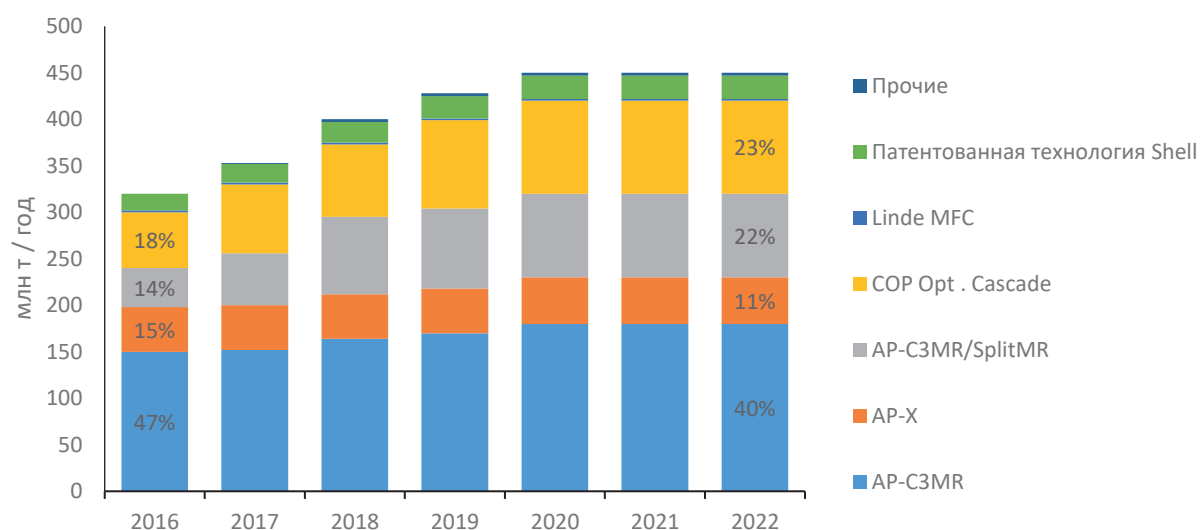
Как снижать затраты и технологическую зависимость?

Как было показано выше, средняя стоимость СПГ на азиатских рынках в среднесрочной перспективе будет определяться уровнем в 8 долл./млн БТЕ. Одновременно, только себестоимость сжижения (где основной вклад - капитальные затраты) для российских проектов составляет 3,5-4 долл./млн БТЕ, еще свыше 2 долл./млн БТЕ - стоимость транспортировки в Азию. При этом, в стоимости завода по сжижению экстремально велика роль импортных комплектующих, да и газозовозы Россия пока тоже вынуждена заказывать на южнокорейских верфях. И если при цене СПГ на уровне 15 долл./млн БТЕ (как было несколько лет назад) можно было не обращать внимание на высокую долю иностранных комплектующих, то сейчас возникает закономерный вопрос - в чём же для России смысл экспорта СПГ, если большая часть стоимости возвращается на зарубежные рынки в виде оплаты за оборудование для его производства. И это не говоря о возможных новых санкциях, что может поставить под вопрос даже покупку необходимого оборудования. Всё это актуализирует разработку собственных технологий сжижения СПГ или локализацию зарубежных решений.

Вообще мировой рынок технологий крупнотоннажного сжижения высоко концентрирован: 76% мощностей построены на технологиях Air Products (США), а свыше 90% рынка приходится на технологии двух американских компаний (Air Products и ConocoPhillips) (Рис. 33). Оставшаяся часть рынка принадлежит технологиям Shell и Linde - партнёрам ПАО «Новатэк» и ПАО «Газпром», соответственно. Shell использовала собственную технологию DMR на заводе «Сахалин-2» и, вероятно, она же будет применяться и при расширении «Сахалин-2», а также при строительстве завода «Балтийский СПГ».

На «Ямал СПГ» использовалась технология C3MR компании Air Products, но на проекте «Арктик СПГ 2» планируется использовать технологию Linde, с которой у ПАО «Новатэк» уже подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве.

Рис. 33. Типы технологий, применяемых при крупнотоннажном сжижении СПГ



Источник: IGU World LNG Report 2017

В настоящий момент остаётся неясным, в какой степени использование иностранных технологий сжижения будет сопровождаться локализацией оборудования или передачей лицензий. В то же время, обращает на себя внимание, что оба иностранных партнера, с которыми планируют сотрудничать ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк», имеют небольшую долю на мировом рынке сжижения, а потому заинтересованы в расширении своей доли и создании новых референтных производств. В этих условиях есть основания надеяться, что российским и иностранным компаниям удастся договориться и о создании совместных предприятий на условиях «win-win», ведь иностранные партнёры также заинтересованы дорабатывать свои технологии, анализируя специфику работы своих технологий на новых российских заводах СПГ. Особенно это актуально для Linde, т.к. референтных крупнотоннажных проектов у компании не так много, фактически это только действующий завод по сжижению в Норвегии. Недостроенный завод СПГ в Иране также предполагал использование технологии Linde.

Второй путь решения проблемы технологической зависимости - это крупнотоннажное экспортное производство на основе линий из 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 технологию (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, в том числе и на экспорт в КНР.

Как стало известно в декабре 2017 г., четвертая линия завода «Ямал СПГ» (0,9 млн тонн) будет полностью основываться на российской

технологии сжижения «Арктический каскад», позволяющей оптимальным образом использовать холодный климат в регионе, в марте 2018 г. ПАО «Новатэк» запатентовал эту технологию [20],[21]. Это «тестовое» производство будет опробовано в рамках четвёртой линии завода «Ямал СПГ», но в дальнейшем может быть использовано на новых арктических проектах ПАО «Новатэк». При этом, здесь возможно 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 г. ПАО «Газпром» заказал компании «Криогенмаш» разработать российскую технологию сжижения газа с единичной мощностью установки около 0,87 млн тонн в год.

Среднетоннажное производство СПГ «Криогаз-Высоцк» строится по технологии (смешанные хладагенты) компании Air Liquide, компания также поставила часть криогенного оборудования. Есть и вклад российских предприятий: часть оборудования поставили «Ижорские заводы», а компания «РЭП Холдинг» изготовила первый в России компрессор смешанного хладагента для завода СПГ [22].

Показательным является и история проекта «Горская СПГ», представители которой в начале своего пути заявляли о том, что будет использовано преимущественно российское оборудование. Однако, в процессе работы над проектом выяснилось, что подходящего оборудования найти на российском рынке не удаётся. В результате, как сообщается, основное технологическое оборудование будет заказано у General Electric [23].

И здесь необходимо отметить ещё одну проблему: помимо собственно технологии сжижения и ключевого компонента - криогенного теплообменника, необходима масса сопутствующего оборудования - это газовые турбины, компрессоры, насосы и др. Здесь России также в значительной мере приходится прибегать к импорту оборудования.

Ещё один важный аспект: импортозамещение оборудования не должно сопровождаться ростом его стоимости.

Расходы на «Ямал СПГ» составили 27 млрд долл. (1740 долл./тонну в интегрированном проекте, т.е. с учетом расходов на добычу), капитальные затраты на «Арктик СПГ 2», как ожидается, будут на треть ниже (в расчёте на единицу мощности). Экономия в частности, ожидается за счёт строительства завода СПГ на плавучей платформе - в результате монтаж основного оборудования можно будет производить удалённо (Кольская судовой верфь в Мурманске). Но в обоих случаях пока речь идет об использовании иностранных технологий, и, как минимум, части сопутствующего оборудования. Однако для последующих проектов – «Арктик СПГ» и «Арктик СПГ-3» вполне возможно использование отечественного оборудования на базе запатентованной компанией технологии.

А что в среднетоннажном производстве?

Завод СПГ «Криогаз-Высоцк» оказывается достаточно дорогим: две линии по 330 тыс. т и сопутствующие расходы на инфраструктуру (включая строительство газопровода-отвода), обойдутся, по сообщениям СМИ, в 54 млрд рублей. Т.е., расходы на тонну мощности (1 долл.=59 рублей) составят 1380 долл. - достаточно высокая стоимость. В любом случае, пока российского крупнотоннажного сжижения нет, а среднетоннажный завод в Высоцке также использует зарубежную технологию и ключевое оборудование.

Первые оценки себестоимости российской среднетоннажной технологии производства СПГ можно почерпнуть из прогноза для четвёртой линии «Ямал СПГ», она оценивается 450-500 долл./тонну мощности. Правда, здесь планируется максимальное использования всей сопутствующей инфраструктуры завода «Ямал СПГ», т.е. эта стоимость соответствует только непосредственно стоимости линии по сжижению.

Новые подходы к маркетингу

Исходя из анализа трансформаций мирового рынка СПГ можно выделить три ключевых направления изменений на рынке СПГ в области маркетинга. На каждом из направлений предполагается актуальным участие России в целом и российских компаний в частности. Это:

- создание активного собственного трейдинга СПГ
- «создание спроса» и развитие «особых отношений» с потребителями
- развитие СПГ-хаба, а в идеале и независимого ценового индикатора СПГ.

Трейдинг. Среди российских компаний наиболее активен в трейдинге СПГ ПАО «Газпром», хотя напрямую это не связано с заводом «Сахалин-2». В портфеле Gazprom Marketing&Trading (GM&T) – лишь около 1 млн тонн СПГ с завода «Сахалин-2», т.к. основная часть производимого на предприятии СПГ приобретается по прямым контрактам с Японией и Южной Кореей. В 2017 г. объём реализации СПГ компанией (GM&T) составил 4,456 млрд куб. м (примерно 3,3 млн тонн). Сейчас объёмы будут нарастать. Во-первых, компания будет выкупать в течение восьми лет весь СПГ с проекта Cameroon FLNG (1,2 млн тонн в год, запущен в марте 2018 г.), а также уже в 2018 г. - сжиженный газ с «Ямал СПГ» (2,5 млн тонн в год), который обеспечит обязательства ПАО «Газпром» по поставкам в Индию.

ПАО «НК „Роснефть“» запустила свой СПГ-трейдинг весной 2016 г., выполнив поставку партии СПГ в Египет, а в феврале 2017 г. был подписан новый контракт на новые поставки. Можно ожидать, что трейдинговая активность компании возрастет после того, как начнется экспорт СПГ с месторождения Zohr на шельфе Египта, где ей принадлежит 35%.

ПАО «Новатэк» в лице своего трейдингового подразделения Novatek Gas&Power, осуществил летом 2016 г. первую поставку «чужого» СПГ - груз был доставлен из Тринидада и Тобаго в Чили. С запуском «Ямал СПГ» у компании появились определённые объёмы собственного СПГ, хотя большая часть газа с производства расписана по долгосрочным контрактам.

Создание спроса. Нет сомнения, что гибкость контрактов - в первую очередь, по отказу от конкретной точки назначения груза, в меньшей степени – по объёмам и др. условиям - уже является необходимым конкурентным преимуществом новых контрактов на поставку СПГ, и к этому в той или иной степени придут все новые экспортёры СПГ.

Если говорить о новейших тенденциях на рынке, связанных с созданием спроса на СПГ, т.е. инвестициях экспортёров и продавцов СПГ в терминалы по регазификации и электростанции в странах-потребителях, то, очевидно, что это связано с большим объёмом инвестиций в инфраструктуру. Помимо дополнительного увеличения долговой нагрузки, это ещё и риски, которые, однако, могут быть снижены при инвестициях в плавучие объекты. Плавучие терминалы FSRU уже не диковинка, сейчас же перспективными могут стать и плавучие электростанции.

В любом случае, такие проекты могут быть реализованы преимущественно совместно с иностранными партнёрами. В декабре 2017 г. ПАО «Новатэк» подписал меморандум о взаимопонимании с Total и Siemens о сотрудничестве во Вьетнаме в области поставок СПГ и развитие инфраструктуры для вновь создаваемых мощностей по выработке электроэнергии для рынка Вьетнама. Напомним, что представители компании Total высказывались о необходимости инвестиций в газовый «downstream» ещё летом 2017 г [24]. А ранее сама Siemens анонсировала планы по инвестициям в газовую ТЭС в Бангладэш [25].

Газовый хаб. Наконец, ещё одним трендом является создание хабов СПГ. 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 СПГ даже в долгосрочной перспективе будут относительно невелики, что связано с удалённостью газовых месторождений.

Наращивание российских мощностей по сжижению наиболее вероятно в арктическом регионе, но трудности транспортировки делают вывоз газа потребителями непосредственно от центра производства невозможным.

Как известно, ПАО «Новатэк» уже объявил, что планирует инвестировать в перевалочный пункт на п-ове Камчатка. Объём инвестиций составит до 1,5 млрд долл., а запущен объект мощностью 20 млн тонн может быть к 2023 г [26].

В настоящее время основной задачей перевалочного пункта является снижение транспортных расходов на транспортировку СПГ в Азию

(перевалка с газовозов ледового класса на традиционные танкеры). Одновременно за счёт сдачи отпарного газа в сеть будет решена проблема дефицита газа. Аналогичный пункт может быть создан в Мурманске, что также одновременно решит проблему газификации региона.

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

РЕКОМЕНДАЦИИ

Перед российскими игроками рынка СПГ стоит сложная задача: выходя на рынок в момент усиления конкурентной борьбы, обеспечить конкурентоспособность своих поставок. Для этого необходимы усилия по всей цепочке поставок (Рис. 34).

Рис. 34. Способы повышения конкурентоспособности: снижение затрат и снятие барьеров



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Пожалуй, основные усилия имеет смысл сосредоточить на стадиях сжижения и транспортировки. Теоретически отечественные разработки могут быть дешевле иностранных аналогов, однако здесь ключевым фактором является экономия на масштабах. Ясно, что разрабатывать новую технологию для 2-3 новых линий будет нерентабельно, а значит необходимо массовое строительство новых линий по сжижению (или выход с оборудованием на экспортные рынки, что в любом случае возможно только после создания нескольких референтных производств в России). Запланированный масштабный рост доли России на мировых рынках СПГ, таким образом, 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 создать экономически рентабельную загрузку СМП, что в перспективе привлечёт на этот маршрут и прочие грузопотоки из Азии в Европу. В перспективе большие объёмы транспортировки позволят снизить себестоимость проводки по СМП с использованием ледоколов (при караванной

проводке), и тем самым решить проблему использования СМП в зимний период.

Но тезис о том, что для российской СПГ-индустрии крайне важен эффект масштаба вступает в противоречие с конкуренцией в российской «большой газовой тройке» (ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк», ПАО «НК „Роснефть“»). Еще в мае 2016 г. Минэнерго предложило создать в России единый инжиниринговый центр для разработки отечественных технологий сжижения природного газа. Однако, ключевые российские производители газа не смогли договориться о создании такого центра, так как у каждого игрока собственные стратегические цели и корпоративные интересы. Однако, представляется, что все-таки желательно было бы наладить сотрудничество между компаниями – например, при обменных (своповых) операциях из портфелей трёх российских компаний. Сейчас обменные операции 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 др.).

Одновременно понятно, что спектр различного оборудования для завода СПГ крайне велик. Даже взяв курс на импортозамещение, необходимо сосредоточиться на разработке части оборудования, осознавая, что невозможно заместить все и сразу. Это важно и в контексте господдержки отрасли: было бы неправильно размывать господдержку «ровным слоем» по всем направлениям, но сконцентрироваться на ключевых для отрасли сферах. В таком случае, при сотрудничестве бизнеса и государства, можно создать конкурентный продукт, который в перспективе можно поставлять и на внешние рынки.

В любом случае, задача стоит не из простых. По всем прогнозам, мировой рынок СПГ будет бурно расти в ближайшие десятилетия. Но и длительность запускаемых в нашей стране процессов в области создания собственной СПГ-индустрии также исчисляется десятилетиями.

Напротив, в самых долгосрочных прогнозах неопределенности только усиливаются. Если «газовый век» в целом и век СПГ, в частности, продлится, скажем, еще 30-40 лет, то даже в таком варианте зарождающаяся российская СПГ-индустрия имеет все шансы выйти в итоговый «плюс». А если речь идёт о действительно полноценном газовом веке или хотя бы полувеке, то упущенные возможности при возможном отказе от динамичного развития отрасли в нашей стране окажутся особенно велики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. UPDATE 1-Qatar selects Japan's Chiyoda Corp for gas field design contract (2018). Reuters. URL: <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL8N1R160S>
2. Tellurian EPC agreements with Bechtel for Driftwood LNG (2017). LNG Global. URL: <https://www.lngglobal.com/tellurian-epc-agreements-with-bechtel-for-driftwood-lng>
3. BP to go ahead with \$8 billion Indonesia LNG project expansion (2016). Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/us-lng-indonesia-bp/bp-to-go-ahead-with-8-billion-indonesia-lng-project-expansion-idUSKCN0ZH46H>
4. Tangguh LNG partners reach FID for expansion in Indonesia (2016). Oil & Gas Journal. URL: <https://www.ogj.com/articles/2016/07/tangguh-lng-partners-reach-fid-for-expansion-in-indonesia.html>
5. Interview: Malaysia's Petronas creating new LNG demand to ease supply glut (2017). S&P Global. Platts. URL: <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/singapore/interview-malaysias-petronas-creating-new-lng-26760216>
6. Japan LNG buyers wary of Tellurian's fixed-price offer (2017). Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/japan-gastech-lng/japan-lng-buyers-wary-of-tellurians-fixed-price-offer-idUSL3N1HE1YR>
7. Methodology. S&P Global. Platts. URL: <https://www.platts.com/videos/2017/june/jkm-lng-methodology-062017?hootpostid=df4f2849e5bbfd9ad98ce561080017d1>
8. Asian LNG derivative volumes quadruple. Financial Times. URL: <https://www.ft.com/content/a5f34b38-ff68-11e7-9650-9c0ad2d7c5b5>
9. Japan exchange says first LNG forward deal done (2015). Reuters. URL: <https://uk.reuters.com/article/japan-lng-trade/japan-exchange-says-first-lng-forward-deal-done-idUKL3N10B30820150731>
10. China launches commodity trading center in Shanghai, eyes Asia gas hub status (2016). Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-gas/china-launches-commodity-trading-center-in-shanghai-eyes-asia-gas-hub-status-idUSKBN13L07T>
11. Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange launched in Lujiazui (2016). China Daily. URL: http://www.chinadaily.com.cn/m/shanghai/lujiazui/2016-11/30/content_27530028.htm
12. Factbox: China's Chongqing and Shanghai natural gas exchanges (2017). Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-gas-exchange-factbox/factbox-chinas-chongqing-and-shanghai-natural-gas-exchanges-idUSKBN1EN0HV>
13. GLX – The Global LNG Market Place. URL: <https://glx-lng.com/>
14. Commodity trader Vitol nearly triples LNG traded volumes in 2017 (2018). Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/vitol-lng/commodity-trader-vitol-nearly-triples-lng-traded-volumes-in-2017-idUSL8N1R8331>

15. Total buys Engie's LNG business, including stake in Gulf Coast project (2017). Houston Chronicle. URL: <https://www.houstonchronicle.com/business/article/Total-buys-Engie-s-LNG-business-including-stake-12346613.php>
16. H. Rogers, "Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts?", OIES 2017
17. Mitsui to Participate in FSRU Project in Pakistan (2017). LNG Global. URL: <https://www.lngglobal.com/mitsui-to-participate-in-fsru-project-in-pakistan>
18. Trafigura Announces Plans to Develop a Second LNG Import Terminal Project at Port Qasim, Pakistan (2017). Trafigura. URL: <https://www.trafigura.com/news/trafigura-announces-plans-to-develop-a-second-lng-import-terminal-project-at-port-qasimc-pakistan/21888>
19. Japan to offer \$10bn plan for Asian LNG infrastructure (2017). NIKKEI Asian Review. URL: <https://asia.nikkei.com/Politics-Economy/Policy-Politics/Japan-to-offer-10bn-plan-for-Asian-LNG-infrastructure>
20. Трансформация в глобальную газовую компанию (2017). НОВАТЭК. URL: [http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/Strategy30RUS\(1\).pdf](http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/Strategy30RUS(1).pdf)
21. Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом "арктический каскад" и установка для его осуществления. Патентный поиск. URL: <http://www.findpatent.ru/patent/264/2645185.html>
22. Гендиректор ОМЗ: Создаем ЕРС-подрядчика с опорой на свой проектный институт и партнера мирового уровня (2017). Интерфакс. URL: <http://www.interfax.ru/interview/585514>
23. «Горская» история. В России появится первый СПГ-бункеровщик (2016). Oil&Gas Journal Russia. URL: ogjruussia.com/uploads/images/Articles/March%2016/Spez4.pdf
24. Old School Gas Sellers Try New Tricks to Lure Pickier Buyers (2017). Reuters. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-01/old-school-gas-sellers-trying-new-tricks-to-lure-pickier-buyers>
25. Govt to build 3,600MW LNG-based power plant (2017). The Daily Star. URL: <http://www.thedailystar.net/business/govt-build-3600mw-lng-based-power-plant-1486999>
26. Терминал для перевалки СПГ "Новатэк" на Камчатке построят к 2023 году (2017). ТАСС. URL: <http://tass.ru/ekonomika/4959692>

Авторские права и предупреждение об ограниченной ответственности

Авторские права на все материалы, опубликованные в данном исследовании, за исключением особо оговоренных случаев, принадлежат Центру энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Незаконное копирование и распространение информации, защищенной авторским правом, преследуется по Закону. Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО не несет ответственности за любые потери, убытки либо другие неблагоприятные последствия, произошедшие в результате использования информации, содержащейся в настоящей публикации, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников. Любое использование материалов публикации допускается только при оформлении надлежащей ссылки на данную публикацию.

©2018 Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Все права защищены.

Московская школа управления СКОЛКОВО —

одна из ведущих частных бизнес-школ России и СНГ, основанная в 2006 году по инициативе делового сообщества. В состав партнеров-учредителей школы входят 10 российских и международных компаний и 11 частных лиц, лидеров российского бизнеса. Линейка образовательных продуктов Московской школы управления СКОЛКОВО включает программы для бизнеса на всех стадиях его развития – от стартапа до крупной корпорации, выходящей на международные рынки.

Все образовательные программы бизнес-школы построены по принципу «обучение через действие» и включают в себя теоретические блоки, практические задания, проектную работу и международные модули. С 2006 года бизнес-школа СКОЛКОВО проводит корпоративные программы, направленные на развитие индивидуальных управленческих компетенций и решение бизнес-задач компаний. В 2008 году состоялся запуск программы СКОЛКОВО Executive MBA для руководителей высшего звена и собственников бизнеса. В 2009 году стартовала программа СКОЛКОВО MBA. В 2012 году запущена Стартап Академия СКОЛКОВО – программа для молодых предпринимателей. В июне 2013 года была открыта программа для руководителей среднего бизнеса – СКОЛКОВО Практикум для директоров.

Бизнес-школа СКОЛКОВО также является центром экспертизы и притяжения для тех, кто делает ставку на Россию и работу на рынках с быстро меняющейся экономикой. В бизнес-школе работают пять исследовательских центров, которые занимаются изучением наиболее актуальных проблем различных отраслей, осуществляют консалтинговые услуги, предлагают образовательные программы, а также способствуют формированию образовательной повестки школы в целом.

Московская школа управления СКОЛКОВО
Новая ул., д.100, Сколково, Одинцовский район,
Московская область, Россия, 143025
Тел.: +7 495 539 30 03
Факс: +7 495 994 46 68
E-mail: Info@skolkovo.ru
Website: www.skolkovo.ru

Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО фокусируется на исследованиях и распространении знаний в сфере энергетики, организации энергетического диалога между российскими и зарубежными органами власти, лидерами энергетического бизнеса и экспертного сообщества, а также на разработке рекомендаций для сбалансированной государственной политики в энергетическом секторе развивающихся стран.

Партнеры Центра – ведущие российские и международные нефтегазовые, угольные и теплоэнергетические компании. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО также сотрудничает с мировыми энергетическими центрами экспертизы, такими как: Международное Энергетическое Агентство, Oxford Institute for Energy Studies (OIES), King`s Abdulla Petroleum Research Center (KAPSARC), Center for Global Energy Policy (University of Columbia), Energy Academy Europe (EAE), University of Singapore, Institute of Energy Economics of Japan (IEEJ) и другими.

