

США: новые реалии

DOI: 10.23932/2542-0240-2019-12-6-3

Факторы глобальной конкурентоспособности американского СПГ

Станислав Вячеславович ЖУКОВ

доктор экономических наук, руководитель Центра энергетических исследований

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, 117997, Профсоюзная ул., д. 23, Москва, Российская Федерация

E-mail: zhukov@imemo.ru

ORCID: 0000-0003-2021-2716

Александр Оскарович МАСЛЕННИКОВ

научный сотрудник Центра энергетических исследований

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, 117997, Профсоюзная ул., д. 23, Москва, Российская Федерация

E-mail: maslennikov@imemo.ru

ORCID: 0000-0001-5377-4702

Михаил Владимирович СИНИЦЫН

научный сотрудник Центра энергетических исследований

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, 117997, Профсоюзная ул., д. 23, Москва, Российская Федерация

E-mail: sinitsyn@imemo.ru

ORCID: 0000-0001-5630-0799

ЦИТИРОВАНИЕ: Жуков С.В., Масленников А.О., Сеницын М.В. (2019) Факторы глобальной конкурентоспособности американского СПГ // Контурь глобальных трансформаций: политика, экономика, право. Т. 12. № 6. С. 43–70.

DOI: 10.23932/2542-0240-2019-12-6-3

Статья поступила в редакцию 03.07.2019.

АННОТАЦИЯ. Начав экспорт сжиженного природного газа (СПГ) в 2016 г., США всего через два года стали четвертым крупнейшим его мировым экспортером и, с высокой вероятностью, закрепятся в ближайшем будущем в качестве третьего крупнейшего экспортера СПГ после Австралии и Катара. В фоку-

се настоящей статьи – анализ факторов, которые поддерживают глобальную конкурентоспособность американского СПГ в перспективе 2030 г. Авторы показывают: во-первых, первая волна экспортных проектов СПГ в США заметно ускорила перестройку контрактной системы мировой торговли газом и способ-

ствовала формированию более гибкого механизма ценообразования на природный газ; во-вторых, издержки производства ассоциированного природного газа в США сравнительно невелики и высока вероятность стабилизации цены газа на Henry Hub на уровне около 2,5 долл. за 1 млн б.т.е. в долгосрочном периоде, что дает американским производителям природного газа потенциальные возможности повысить свою глобальную конкурентоспособность за счет снижения производственных и транспортных издержек; в-третьих, новые волны экспорта СПГ из США не обязательно будут опираться на индексирование цены газа в контрактах к индексу Henry Hub, но будут использовать широкую линейку ценовых индикаторов, включая цену нефти Brent. С выходом на рынок все больших объемов глобально конкурентоспособного сниженного природного газа из США идущая последние десять–пятнадцать лет перестройка институциональной структуры, контрактной си-

стемы и ценового механизма в мировой торговле СПГ приобрела необратимый характер. Это создает предпосылки для быстрого формирования мирового рынка СПГ и, с некоторым временным лагом, мирового рынка природного газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сжиженный природный газ (СПГ), цены газа, ценовая привязка, ассоциированный газ, запрет на перепродажу, Henry Hub, TTF, JKM, Brent

В результате «сланцевой революции» добыча природного газа в США с 2008 г. быстро растет, заметно обгоняя прирост его внутреннего потребления. Доля сланцевого газа в структуре американской газодобычи возросла с 7% в 2007 г. до 68% в 2018 г.¹ Опережающий рост собственной добычи позволил США значительно увеличить экспорт природного газа. В 2008–2018 гг. США нарастили экспорт трубопроводного газа в соседние Мексику и Канаду соответственно с 8 до 54 и

Рисунок 1. США: динамика экспорта СПГ в 2015–2018 гг.

Fig. 1. USA: LNG exports in 2015–2018



Источники: [BP Statistical Review of World Energy 2019] и расчеты авторов.

Sources: [BP Statistical Review of World Energy 2019] and authors' calculations.

¹ Здесь и далее, если специально не указано, расчеты выполнены по базе данных министерства энергетики США [Energy Information Administration Databases n/y].

с 14 до 24 млрд куб. м. С 2016 г. опережающим темпом начал расти экспорт американского сжиженного природного газа. В 2018 г. из США было экспортировано около 30 млрд куб. м СПГ, а его доля в совокупном мировом экспорте сжиженного природного газа достигла 7% (рис. 1). США стали четвертым крупнейшим экспортером сжиженного природного газа в мире после Катара, Австралии и Малайзии. В январе–апреле 2019 г. экспорт СПГ из США возрос до 13,9 млрд куб. м, что в 1,5 раза больше, чем за первые четыре месяца 2018 г. Учитывая значительные запасы, тенденция к наращиванию добычи природного газа в США продолжится в средне- и долгосрочном периоде. При том что добыча продолжит обгонять рост внутреннего спроса на газ, это создает для американских компаний возможности для существенного наращивания экспорта. Согласно прогнозу министерства энергетики США,

в зависимости от сценария США смогут направить на экспорт 165–168 млрд куб. м в 2020 г., 214–235 – в 2025 г. и 215–291 млрд куб. м газа в 2030 г. [Federal Energy Regulatory Commission Databases on US LNG Terminals 2019].

География американского экспортного СПГ первой волны

По абсолютному масштабу экспорт СПГ из США в разрезе стран пока невелик: только четыре страны в 2018 г. импортировали 3 и более млрд куб. м каждая (Южная Корея, Мексика, Япония и Китай), на четверку пришлось около 70% всего американского экспорта сжиженного природного газа. Показательно, однако, что за очень короткий период американским экспортерам удалось выйти на рынки СПГ трех десятков стран во всех основных регионах мира.

Таблица 1. Структура экспорта американского СПГ в разрезе регионов, 2016 – март 2019 гг., млрд куб. м и %

Table 1. US LNG export structure by regions in 2016 – Mar.2019, bcm and %

	2016	2017	2018	I кв. 2019	Всего
млрд куб. м					
АТР	1,6	9,2	16,0	3,9	30,7
Латинская Америка	2,4	6,0	8,7	1,9	19,0
Европа*	0,5	2,8	4,4	4,4	12,2
Прочие страны	0,7	2,2	1,8	0,1	4,8
Всего	5,3	20,2	30,9	10,3	66,6
%					
АТР	30	46	52	38	46
Латинская Америка	47	29	28	18	29
Европа*	10	14	14	43	18
Прочие страны	13	11	6	1	7
Всего	100	100	100	100	100

* – включая Турцию.

Источники: [LNG Reports n/y] и расчеты авторов.

Sources: [LNG Reports n/y] and authors' calculations.

В первые три года с момента запуска крупнейшим рынком для американского СПГ первой волны выступали страны АТР (в 2018 г. их доля составила 52%), за которыми следовали Латинская Америка (28%) и Европа, включая Турцию (14%) (табл. 1). Однако в первом квартале 2019 г. весь прирост объема экспорта американского СПГ пришелся на страны Европы.

В импорте СПГ странами Северной Америки (за исключением самих США) на США в 2018 г. пришелся 51%, Южной Америки – 21%, Ближнего Востока – 13%, Европы и АТР – по 5% (рассчитано по данным [BP Statistical Review of World Energy 2019]). Американский СПГ доминирует в импорте сжиженного природного газа Мексикой (71% в 2018 г.) и занимает сильные позиции в Чили (25%), Бразилии (24%) и Аргентине (21%) (рис. 2). Заметно присутствие СПГ из США в газовом им-

порте Великобритании, Южной Кореи и до некоторой степени Италии. В Индии, Китае, Франции, Пакистане, Турции, Японии на США приходилось менее 5% совокупного импорта СПГ.

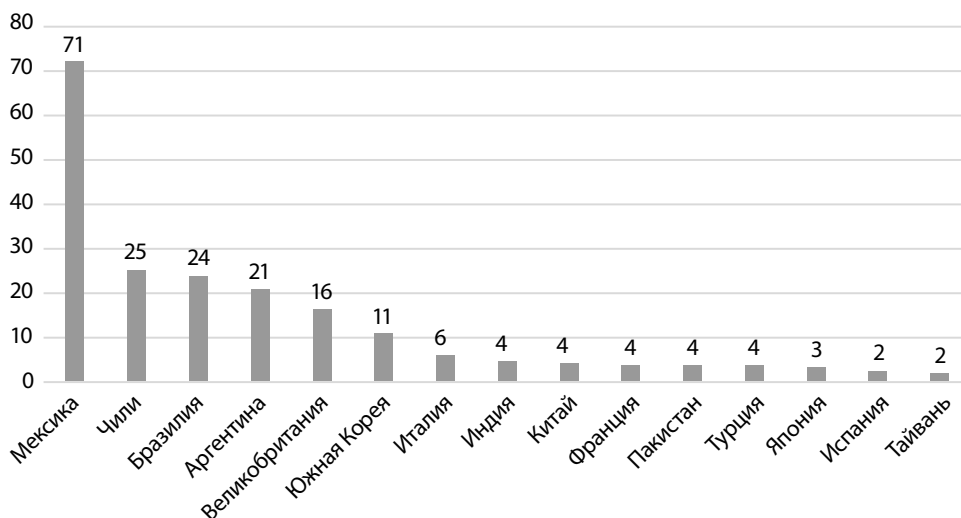
Перестройка контрактной системы и ценового механизма в мировой торговле СПГ

Нарастающий поток СПГ из США оказывает влияние на мировую торговлю газом по двум каналам: во-первых, через перестройку системы контрактов, поддерживающих мировую торговлю сжиженным природным газом; во-вторых, через расширение линейки ценовых индексов в экспортно-импортных контрактах.

Еще за несколько лет до выхода физических объемов СПГ из США на рынок гибкие и новые формы контрактов,

Рисунок 2. Крупнейшие импортеры американского СПГ: доля СПГ из США в совокупном импорте СПГ в 2018 г., %

Fig 2. Top importers of US LNG: share of US LNG in total LNG imports in 2018, %



Источники: [BP Statistical Review of World Energy 2019] и расчеты авторов.

Sources: [BP Statistical Review of World Energy 2019] and authors' calculations.

предложенные американскими компаниями импортерам газа в начале текущего десятилетия, создали предпосылки для трансформации мировой контрактной системы. В 2011–2017 гг. доля СПГ, торгуемого по спотовым (до трех месяцев) и краткосрочным (от четырех месяцев до четырех лет) контрактам, в мировом экспорте сжиженного природного газа стабилизировалась на уровне 27–28% (рисунк 3). Выход на рынок американского СПГ ускорил трансформацию контрактной системы. Доля газа, торгуемого глобально не по долгосрочным контрактам, возросла в 2018 г. до 32% и, по некоторым оценкам, к 2020 г. может достичь 33–45%.

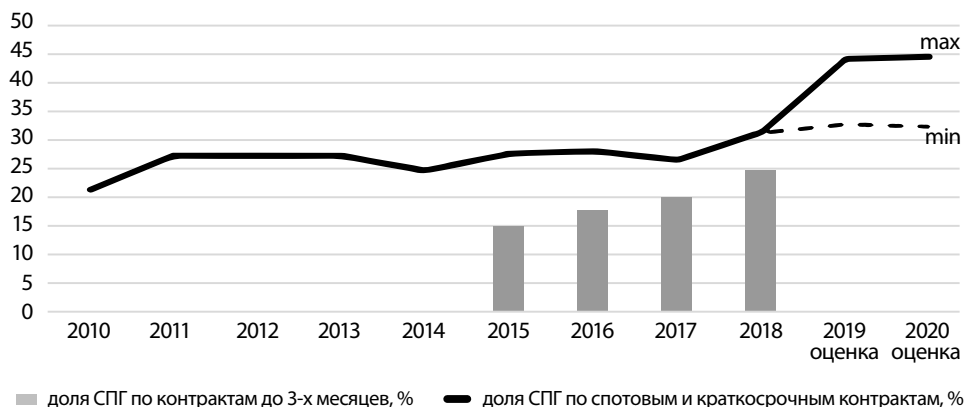
При этом опережающими темпами начала расти мировая торговля так называемым подлинно спотовым СПГ, т. е. газом по контрактам сроком до трех месяцев. Доля такого газа в глобальной торговле СПГ в 2018 г. достигла 25% (для сравнения: тремя годами ранее она составляла всего 15%).

Наибольшее значение, однако, имеет то обстоятельство, что в контрактах на американский СПГ отсутствует так называемая географическая привязка, т. е. покупатели американского сжиженного природного газа могут без каких-либо ограничений перепродавать его сразу же после загрузки танкера в любой точке мира.

Другим важным новшеством, внесенным американским СПГ первой волны в мировую торговлю газом, стала ценовая привязка экспортно-импортных контрактов к цене газа в крупнейшем газовом хабе США Henry Hub². Хотя эрозия монопольных позиций ценовых индексов нефти в контрактах по торговле газом идет достаточно давно [Жуков и др. 2010; Жуков и др. 2009], ценовая привязка контрактов к Henry Hub подтолкнула использование новых ценовых индексов (не обязательно Henry Hub), а главное – расширила возможности для рыночных игроков вы-

Рисунок 3. Динамика доли спотового, краткосрочного и среднесрочного СПГ в глобальной торговле сжиженным природным газом, %

Fig. 3. Share of spot, short- and medium-term LNG in global LNG trade, %



Источники: [GIGNL Annual Reports for 2016–2018; Corbeau, Ledesma 2016].

Sources: [GIGNL Annual Reports for 2016–2018; Corbeau, Ledesma 2016].

2. О центральной роли Henry Hub в функционировании рынка природного газа в США см. [Копытин, Масленников, Синицын 2014].

бирать устраивающий их вариант ценообразования на газ.

Влияние СПГ на динамику цен на газ в АТР и Европе

Важнейший вопрос – каким образом опережающий рост экспорта более гибкого спотового СПГ на фоне ускоряющейся перестройки контрактной системы и диверсификации и усложнения механизма ценообразования на газ влияет на динамику уровня абсолютной цены газа. Учитывая принципиальные различия в организации рынков природного газа в АТР и Европе, анализ этого влияния целесообразно рассмотреть в разрезе двух этих регионов отдельно.

АТР

В АТР новые потоки более гибкого СПГ конкурируют со старым СПГ, импортируемым по долгосрочным контрактам в привязке к цене нефти. Из этого вытекает, что особое значение имеет влияние спотового СПГ на цены газа в традиционных долгосрочных контрактах, по которым в регион продолжает поступать основная масса импортируемого газа, а также динамическое соотношение цен спотового СПГ и нефти.

Оценим влияние гибкого спотового СПГ на ключевой параметр долгосрочного экспортно-импортного газо-

вого контракта – так называемый угол наклона, который меняется в зависимости от уровня цены нефти. Расчеты выполнены в месячном режиме за период с января 2010 г. по апрель 2019 г. на примере Японии. В качестве прокси ряда цен в долгосрочных контрактах использована база данных Bloomberg [Bloomberg Databases n/y]. В японских контрактах цены СПГ привязаны к так называемому нефтяному коктейлю (Japan Crude Cocktail), т. е. цене корзины сортов нефти, импортируемых Японией. СПГ привязан к JCC с лагом, который может различаться в разных контрактах, однако чаще всего используется лаг в три месяца [Steuer 2019]. Анализ по месячным данным коэффициентов корреляции доходностей цены японского СПГ в долгосрочных контрактах и цены JCC, взятой с лагами от 0 до 6 месяцев, подтвердил, что японские контрактные цены наиболее тесно следуют за ценой JCC, лагированной на три месяца назад – соответствующий коэффициент корреляции составил 0,84 (табл. 2).

Оценка динамики усредненного по всем японским контрактам коэффициента наклона в январе 2010 г. – апреле 2019 г. (отношение цены СПГ за месяц к цене нефти JCC, взятой с трехмесячным лагом) представлена на рис. 5. С января 2010 г. по ноябрь 2014 г. коэффициент наклона колебался в узком диапазоне от 14 до 15%, но с декабря 2014 г. перешел в более широкий диа-

Таблица 2. Коэффициенты корреляции доходностей цены контрактного СПГ в Японии с нефтяной индексацией и лагированной цены JCC, янв. 2010 г. – апр. 2019 г.

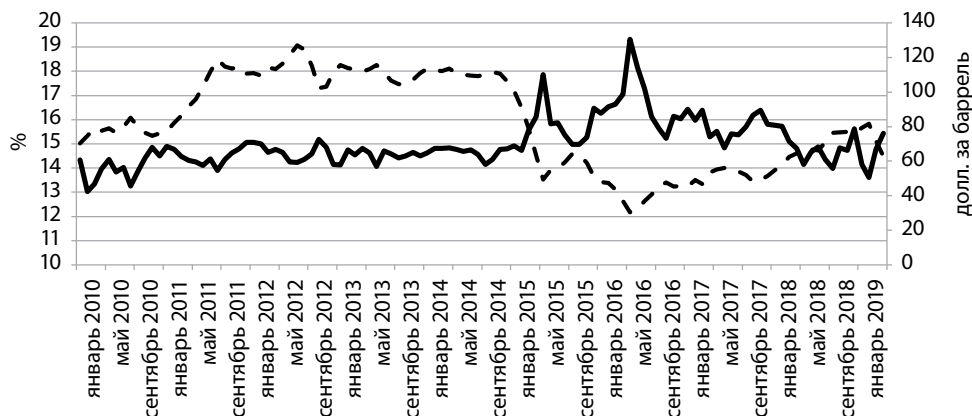
Table 2. Correlation coefficients of oil-indexed contract LNG and JCC in log-returns, Jan.2010 – Apr.2019

Лагированное значение цены JCC, месяцев	0	1	2	3	4	5	6
Коэффициент корреляции доходностей	0,00	0,17	0,51	0,84	0,61	0,22	0,09

Источники: [Bloomberg Databases n/y] и расчеты авторов.
Sources: [Bloomberg Databases n/y] and authors' calculations.

Рисунок 4. Оценки коэффициента наклона в контрактах на импорт СПГ в Японии и цена JCC, январь 2010 г. – апрель 2019 г.

Fig. 4. Estimated slope coefficients in oil-indexed LNG contracts in Japan and JCC, Jan.2010 – Apr.2019

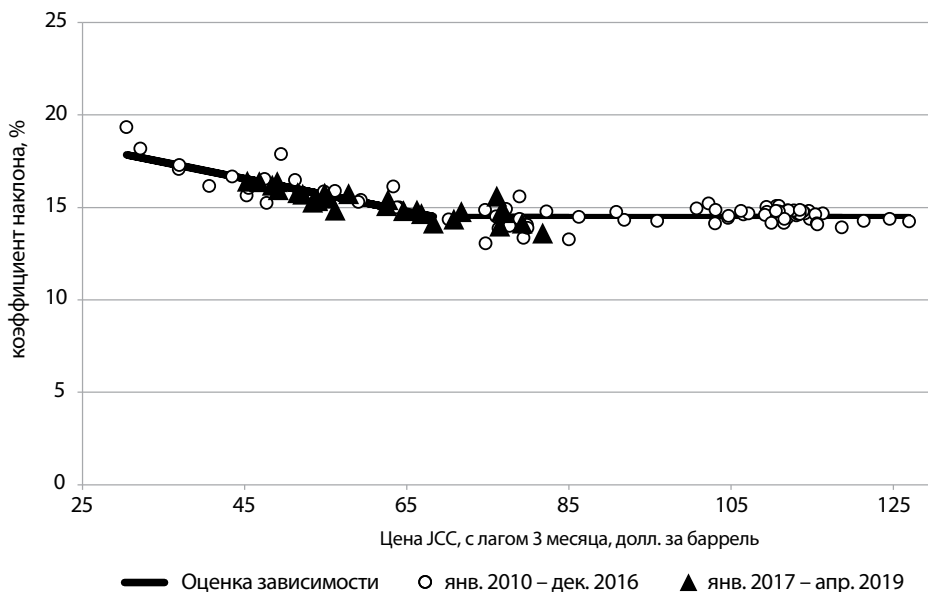


Источники: [Bloomberg Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Bloomberg Databases n/y] and authors' calculations.

Рисунок 5. Зависимость оценочных коэффициентов наклона в контрактах на импорт СПГ с нефтяной индексацией в Японии от цены JCC, январь 2010 г. – апрель 2019 г.

Fig. 5. Relation between estimated slope coefficients in oil-indexed LNG contracts in Japan and JCC, Jan.2010 – Apr.2019



Источники: [Bloomberg Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Bloomberg Databases n/y] and authors' calculations.

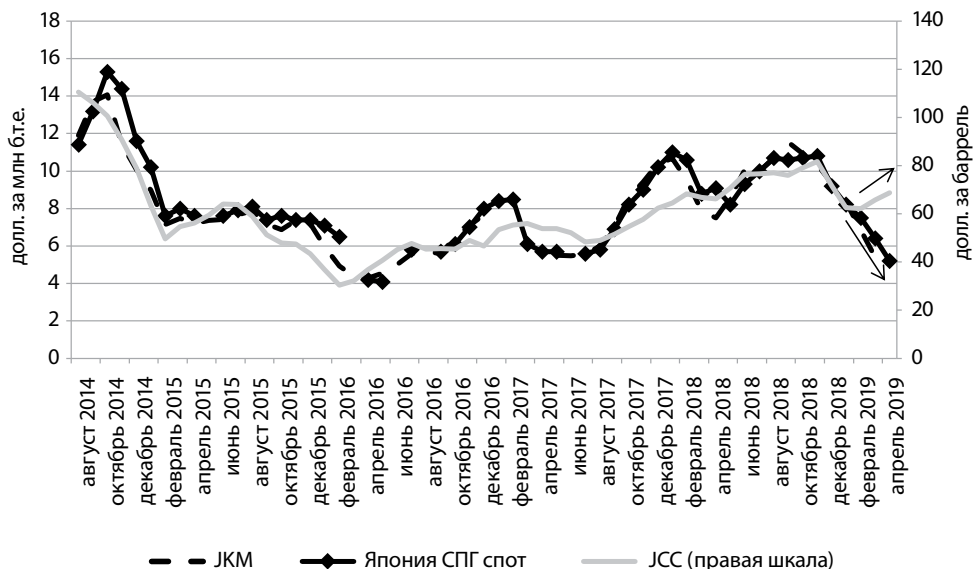
пазон – от 15 до 20% (рис. 4). Главным фактором изменения диапазона колебаний стал переход цены нефти в диапазон ниже 70 долл. за баррель. Из данных, представленных на рис. 5, следует, что при цене JCC более 70 долл. за баррель коэффициент наклона достаточно стабилен, а при падении цены нефти ниже 70 долл. за баррель этот показатель линейно возрастает. Это обусловлено широким распространением в Японии (что характерно и для других импортеров газа в АТР) контрактов S-типа, в которых при снижении цены нефти ниже определенного порога покупатель получает за газ большую цену (цена устанавливается как определенная пропорция от цены нефти), чем при более высоких нефтяных котировках. В принципе контракты S-типа могут содержать и обратное условие – при

повышении цены нефти выше определенного порога покупатель должен платить продавцу меньшую долю от цены нефти. Однако проведенный анализ не выявил наличия верхнего порога в диапазоне цены нефти до 130 долл. за баррель (рис. 5).

Материалы, представленные на рис. 5, свидетельствуют, что с января 2017 г., когда в Японию начал приходить американский газ, характер зависимости коэффициента наклона от цены нефти не изменился. Это позволяет сделать вывод, что по состоянию на апрель 2019 г. гибкий спотовый СПГ, в т. ч. американский, пока не оказал существенного влияния на котировки срочных контрактов на импорт газа Японией по контрактам с привязкой к цене JCC. Цены в газовых контрактах сохранили привязку к нефтяным котировкам.

Рисунок 6. Динамика цены нефти JCC и спотовых цен на СПГ в Японии и регионе Япония–Корея (JKM)

Fig. 6. JCC and spot LNG prices in Japan and Japan-Korea region (JKM)



Источники: [Trade and Industry of Japan Database n/y; Bloomberg Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Trade and Industry of Japan Database n/y; Bloomberg Databases n/y] and authors' calculations.

При этом спотовые цены на СПГ в Японии и АТР в целом в марте–апреле 2019 г. значительно снизились, причем на фоне роста цены нефти, что не типично для этого региона. Если в августе 2014 г. – феврале 2019 г. оба спотовых индекса колебались в ритме цены JCC, то в марте–апреле 2019 г. они синхронно оторвались от динамики цены нефти (рис. 6). Означает ли это, что приток в АТР спотового СПГ запустил процесс постепенного отвязывания цены газа от цены нефти, покажет ближайшее будущее. Пока делать такой вывод преждевременно.

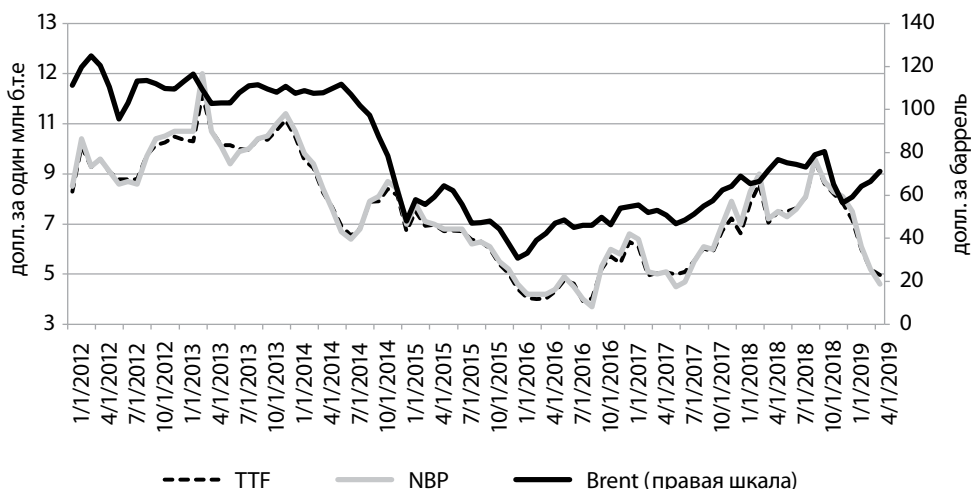
ЕВРОПА

Для Европы принципиальным вопросом является влияние цены СПГ на динамику цен трубопроводного газа [Hureau, Jordan 2015]. Спотовые цены на природный газ в Европе в начале 2019 г. значительно снизились: в апреле 2019 г. цены в сравнительно ликвидных хабах TTF (Title Transfer Facility –

Нидерланды) и NBP (National Balancing Point – Великобритания) опустились до 5 и 4,6 долл. за 1 млн б.т.е. соответственно. Столь же низкие цены наблюдались в июне 2017 г., но в тот период цена нефти Brent находилась ниже 50 долл. за баррель (рис. 7). В январе–апреле 2019 г. котировки Brent выросли с 59 до 71 долл. за баррель, поэтому снижение спотовых цен на газ интуитивно логично объяснить нарастанием импорта СПГ, в т. ч. из США, и обостряющейся конкуренцией между сжиженным и трубопроводным газом.

Построим простую регрессионную модель, позволяющую эконометрически оценить роль СПГ в снижении спотовых цен на газ в Европе на примере Бельгии, Великобритании и Нидерландов. Три страны связаны между собой газопроводами, национальные рынки природного газа здесь достаточно либерализованы, вся тройка импортирует как трубопроводный, так и сжиженный природный газ, поэтому их с по-

Рисунок 7. Динамика спотовых цен на природный газ в Европе и цены нефти
Fig. 7. European spot gas prices and oil price



Источники: [Trade and Industry of Japan Database n/y; Bloomberg Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Trade and Industry of Japan Database n/y; Bloomberg Databases n/y] and authors' calculations.

нятыми ограничениями можно рассматривать как единый рынок.

Модель построена по месячным данным за период с января 2016 г. по февраль 2019 г. В качестве зависимой переменной в спецификации регрессии I выступает изменение логарифма цены газа в хабе ТТФ, в спецификации регрессии II – изменение логарифма цены газа в хабе NBP. В качестве регрессоров в обеих спецификациях использованы приросты логарифмов совокупного потребления и добычи газа, доля СПГ в импорте газа и цена нефти Brent, взятая с лагом в 2 месяца. Ряды потребления, добычи и импорта газа были очищены от сезонности с помощью

процедуры X-13ARIMA-SEATS. Расширенные тесты Дики-Фуллера подтвердили стационарность зависимой переменной и регрессоров³.

$$\begin{aligned} d.\ln_ttf = & a^{tff} + b_1^{tff} * d.\ln_cons + b_2^{tff} * \\ & d.\ln_prod + b_3^{tff} * d.\ln_share + b_4^{tff} * \\ & dl2.\ln_brent \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} d.\ln_nbp = & a^{nbp} + b_1^{nbp} * d.\ln_cons + b_2^{nbp} * \\ & d.\ln_prod + b_3^{nbp} * d.\ln_share + b_4^{nbp} * \\ & dl2.\ln_brent \end{aligned} \quad (2)$$

где: $d.\ln_ttf$ и $d.\ln_nbp$ – приросты логарифма цены газа в хабах ТТФ и NBP соответственно; $d.\ln_cons$ и $d.\ln_prod$ – приросты логарифмов совокупного по-

Таблица 3. Оценки коэффициентов регрессий*
Table 3. Estimated regression coefficients*

	Спецификация I	Спецификация II
Зависимая переменная	d.ln_ttf	d.ln_nbp
Регрессоры:		30,7
Константа	0,007 (0,51)	0,006 (0,41)
d.ln_cons	0,552*** (2,98)	0,718*** (3,47)
d.ln_prod	-0,367*** (-2,29)	-0,496*** (-2,77)
dl2.ln_brent	0,354** (2,13)	0,37* (1,98)
d.ln_share	-1,061*** (-2,69)	-1,269*** (-2,87)
R-квадрат	0,47	0,52
Статистика Дарбина-Уотсона	2,217	2,099
Нулевая гипотеза об автокорреляции остатков (на уровне значимости 1%)	отклоняется	отклоняется
Тест Бройша-Пагана на гетероскедастичность, Р-значение	0,8591	0,5264

* – в скобках указаны t-статистики, значимость коэффициентов при уровне доверия 1, 5 и 10% обозначена символами ***, ** и * соответственно.

Источник: расчеты авторов.

Sources: authors' calculations.

³ В целях экономии места результаты тестов на стационарность не приводятся и могут быть получены у авторов по запросу.

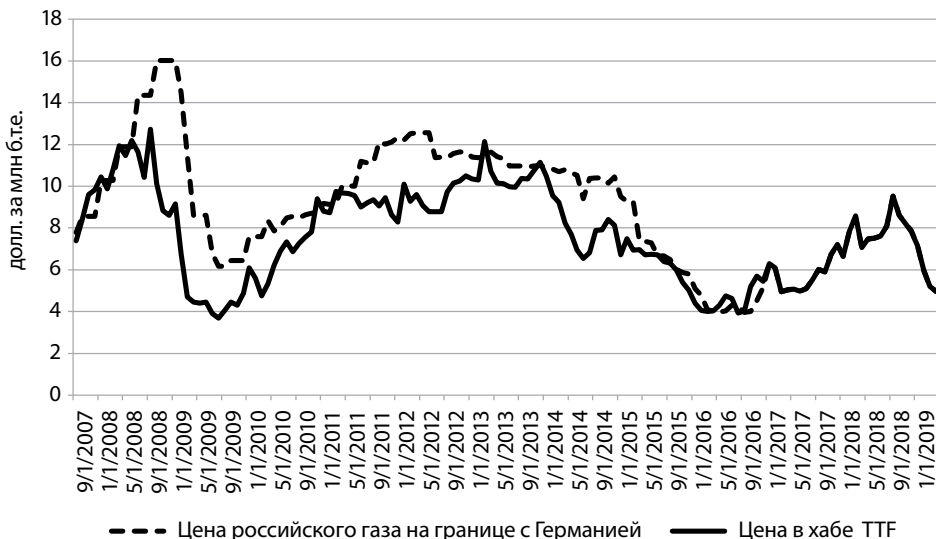
требления и добычи газа в Нидерландах, Великобритании и Бельгии; $d.lng_share$ – доля СПГ в импорте газа Нидерландами, Великобританией и Бельгией; $dl2.ln_brent$ – прирост логарифма цены нефти Brent с лагом 2 месяца; a , b – коэффициенты регрессии.

Результаты регрессионного анализа представлены в табл. 3. В обеих спецификациях регрессий коэффициенты при регрессорах значимы и имеют релевантный с точки зрения экономической теории знак. Спотовые цены газа положительно зависят от спроса на газ и лагированной цены нефти, отрицательно – от уровня добычи и доли СПГ в совокупном импорте. С точки зрения предмета настоящей статьи важно, что моделирование подтверждает важную роль импорта СПГ в снижении цены газа. Релевантность обеих специ-

фикаций модели подтверждается стандартными эконометрическими тестами (табл. 3). Таким образом, приток СПГ, в т. ч. американского, на европейский рынок способствовал снижению цены газа на ликвидных газовых хабах. Как это сказалось на динамике цен на газ в долгосрочных контрактах на импорт трубопроводного газа европейскими странами? В последние несколько лет соотношение между спотовыми ценами на европейских газовых хабах и контрактными ценами на трубопроводный газ в Европе изменилось: с марта 2015 г. цена российского трубопроводного газа на границе с Германией заметно приблизилась к цене газа на хабе TTF (рис. 8). С ноября 2016 г. эти две цены практически совпадают. В сентябре 2018 г. – апреле 2019 г. контрактная цена российского трубопроводного га-

Рисунок 8. Динамика цены российского трубопроводного газа на границе с Германией и спотовой цены на хабе TTF в январе 2007 г. – апреле 2019 г.

Fig. 8. German border price of Russian pipeline gas and spot TTF price, Jan.2007 – Apr.2019



Источники: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] and authors' calculations.

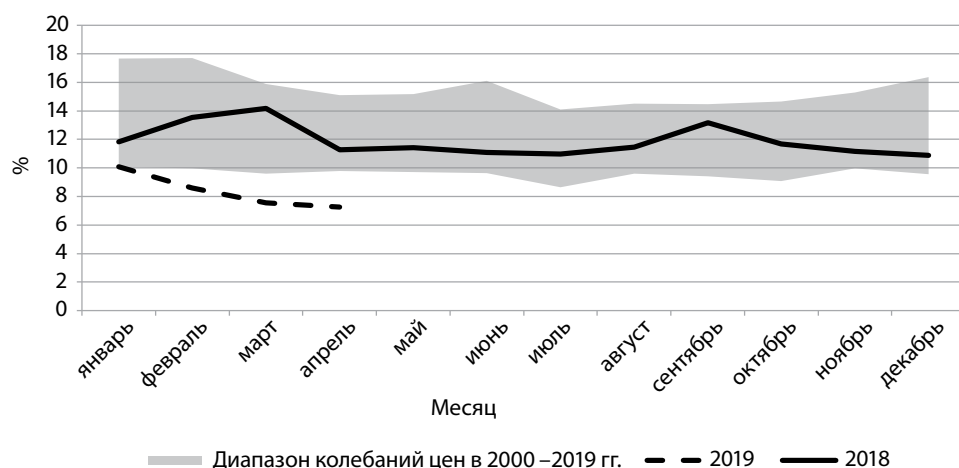
за продемонстрировала такое же снижение, как и спотовая цена газа на TTF. Такое поведение цен импорта трубопроводного газа принципиально отличается от прежних эпизодов снижения газовых цен: в 2008–2009 гг. и в первой половине 2014 г. цена российского газа за 1 млн б.т.е. на границе с Германией оставалась выше цены TTF примерно на 2 долл.

Важно отметить, что в последнее время цена на российский экспортный газ демонстрирует тенденцию к отрыванию от цены нефти. В первые четыре месяца 2019 г. цена российского трубопроводного газа на границе с Германией пробита вниз долгосрочный диапазон колебаний относительно цены нефти (рис. 9).

Примечательно, что цены на газ в Европе и спотовые цены на СПГ в АТР в первые месяцы 2019 г. снизились одновременно на фоне растущей

цены нефти. Можно сделать осторожный вывод, что если ранее цены газа в этих двух регионах были связаны между собой через ценовую индексацию, то в последнее время обозначились признаки того, что главным фактором взаимозависимости динамики цен на газ в АТР и Европе начал выступать рынок сжиженного природного газа. По состоянию на первую половину мая 2019 г. цены фьючерсных контрактов на TTF и JKM с поставкой вплоть до конца 2021 г. остаются тесно коррелированными (рис. 10). Для более аргументированного вывода по данному вопросу требуется более длинный ряд данных, т. к. не исключено, что такая ситуация сложилась в результате избытка предложения СПГ и после рассасывания затоваренности рынка сжиженного природного газа произойдет возврат к «исторической норме».

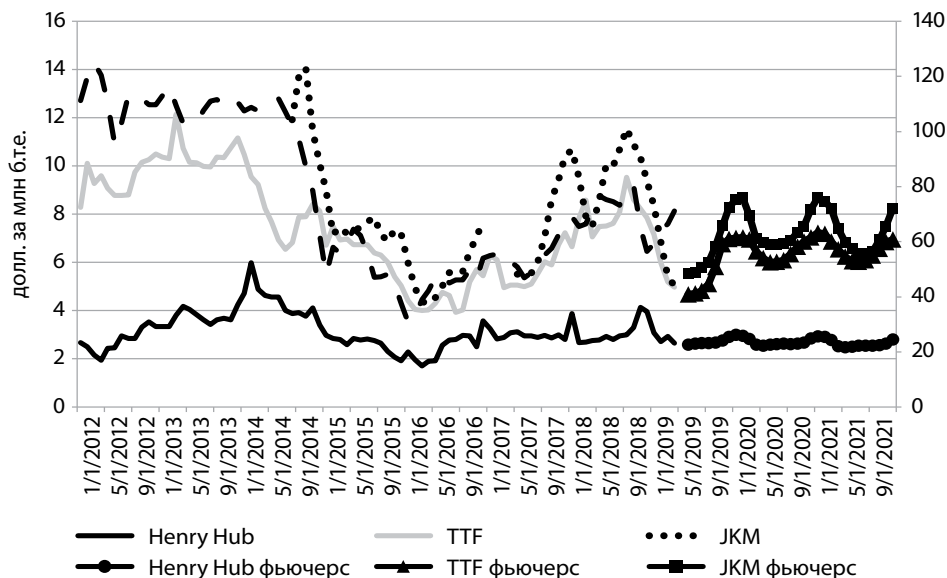
Рисунок 9. Динамика цены российского природного газа на границе с Германией, % от 9-месячной скользящей средней цены нефти Brent
Fig. 9. German border price of Russian pipeline gas in relation to Brent 9-months moving average, %



Источники: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] и расчеты авторов.

Sources: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] and authors' calculations.

Рисунок 10. Динамика спотовых цен на природный газ в США, Европе и АТР: факт и прогноз по средним ценам фьючерсных контрактов за 1–15 мая 2019 г.
Fig. 10. Spot gas prices in US, Europe and Asia-Pacific region: actual and forecasts based on average futures prices on 1–15 May 2019



Источники: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] и расчеты авторов.
Sources: [Bloomberg Databases n/y; International Monetary Fund Databases n/y] and authors' calculations.

Перспективы новых волн экспорта СПГ из США

По состоянию на конец 2018 г. в США функционировало всего три завода по сжижению природного газа совокупной мощностью 32,25 млн тонн СПГ в год. К концу 2019 г. совокупная мощность СПГ-терминалов, по оценке министерства энергетики США, практически удвоится и будет достигать 62,75 млн тонн, а к середине 2021 г. их совокупные мощности достигнут 72,25 млн тонн [U.S. Liquefied Natural Gas Export Capacity 2018]. За второй волной американского экспортного СПГ могут последовать третья и последующие волны. С учетом одобрен-

ных, но еще не строящихся проектов, а также проектов, находящихся в стадии рассмотрения Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики, совокупная мощность американских терминалов по сжижению газа может достичь 307 млн тонн⁴.

Однако маловероятно, что все одобренные сегодня в США проекты СПГ будут реализованы. Согласно прогнозу ВР, глобальный экспорт СПГ в 2040 г. вырастет до 640 млн тонн в год, при этом США вместе с Канадой будут экспортировать только 152 млн тонн в год. Страны Ближнего Востока, по прогнозу ВР, в совокупности будут экспортировать 167 млн тонн в год, Австралия и Россия – 93 и 56 млн тонн в год соответственно.

4 Рассчитано по базе данных [Federal Energy Regulatory Commission Databases on US LNG Terminals 2019].

Анализ показывает, что конкуренты американского СПГ, в т. ч. российские газоэкспортеры, готовы к длительному периоду низких цен на газ. Так, в условиях пониженных цен на газ в хабе TTF (рис. 8) Россия в 2017–2018 гг. нарастила поставки трубопроводного газа на европейский рынок на 12,8 млн тонн в год, при этом совокупный экспорт СПГ из России вырос на 7,6 млн тонн в год.

Помимо конкуренции со стороны Катар, Австралии и России, которые демонстрируют способность работать при низкой цене газа, ожесточенная конкуренция будет наблюдаться между самими проектами американского СПГ. Снижение мировых цен на СПГ в последние несколько лет уже привело к задержкам в принятии окончательных инвестиционных решений по многим проектам [North America Gas 2019], и такая практика продолжится.

Подчеркнем несколько моментов, которые зачастую оказываются на периферии анализа при оценке долгосрочных перспектив экспорта СПГ из США.

Во-первых, значительная часть производимого в США природного газа приходится на ассоциированный газ, добываемый вместе с нефтью. В настоящее время значительные объемы ассоциированного газа в провинции Permian уходят в атмосферу или сжигаются, т. к. из-за отсутствия трубопроводных мощностей не могут быть доставлены потребителям. По оценкам консалтингового агентства McKinsey, к 2025 г. производство природного газа на сланцевой формации Permian может достигнуть 0,45 млрд куб. м в день. На три четверти это будет ассоциированный газ, производство которого нечувствительно к уровню цены на газ. Инвестиционные решения по бурению новых скважин принимают нефтяные компании, газ идет дополнительно к добыче нефти. Стабильные доходы в трубопроводном бизнесе и низ-

кий регуляторный риск создают дополнительные предпосылки для того, чтобы были построены газопроводные мощности к побережью Мексиканского залива. Чем больше пермианского газа будет доставляться в район Henry Hub, тем большее понижающее давление на уровень цен он будет оказывать [Brick 2018].

Во-вторых, как и в нефти, «сланцевая революция» в секторе неконвенционального природного газа значительно ускоряет процесс практического внедрения технологических новаций, что в свою очередь ведет к быстрому снижению производственных издержек. По оценкам Boston Consulting Group на основе базы данных Rystad Energy, коммерчески прибыльные запасы природного газа в США при цене газа до 3 долл. за 1 млн б.т.е., который может быть добыт при современном уровне технологий, достигают 34 трлн куб. м. В американской экономике сложились условия для долгосрочной стабилизации цены газа на уровне не выше 2,5 долл. за 1 млн б.т.е. [Dewar, Gee, Baker 2019].

В-третьих, в случае с США мы имеем дело не со специализированными газовыми компаниями, а зачастую производителями сразу нескольких видов углеводородных ресурсов: нефти, конденсатов и природного газа. Нарастающая цифровизация процесса добычи позволяет существенно повысить как коэффициент извлечения запасов, так и эффективность управления портфелем добычи по видам ресурсов, что в краткосрочном плане повышает прибыльность, а в долгосрочном плане снижает капитальные затраты.

В-четвертых, анализ заявленных проектов по экспорту СПГ позволяет вычлениить две новые тенденции: с одной стороны, как и в случае с трудноизвлекаемой нефтью, в этот сектор начали приходить крупнейшие мировые

нефтегазовые компании⁵; с другой стороны, американские экспортеры СПГ готовы предложить покупателям самые широкие возможности по индексированию газа в контрактах, в т. ч. по цене нефти Brent (табл. 4).

Рынок природного газа США отличается повышенной гибкостью, а действующие на нем компании постоянно нацелены на технологические и бизнес-инновации, что позволит им существенно расширить свою нишу в глобальной торговле СПГ. Американский сжиженный природный газ имеет хорошие шансы как на новых рынках, так и в конкуренции за старые рынки СПГ [Ledesma, Fulwood 2019; Mitrova, Boersma 2018; Steuer 2019]. В 2015–2020 гг. завершатся старые долгосрочные контракты на импорт СПГ совокупным объемом 54 млн тонн, в 2021–2025 гг. – объемом в 81 млн тонн [Corbeau, Ledesma 2016], что открывает возможности для глобально конкурентоспособных продавцов газа.

Важным фактором конкурентоспособности американского СПГ является разнообразие конкурирующих между собой бизнес-моделей реализации проектов по сниженному газу. Эти модели опираются на развитый рынок капитала и инвестиций, основанную на рыночных принципах газотранспортную систему, что в конечном итоге позволяет снижать издержки всей схемы в целом, включая цену газа, поступающего на терминалы по сжижению.

Конкурентоспособность американского СПГ в АТР и Европе в долгосрочном периоде

С учетом проанализированных факторов рассмотрим конкурентоспособность американского СПГ на рынках в АТР и Европе в перспективе 2030 г. Расчеты выполнены в постоянных ценах 2018 г.

Таблица 4. Потенциальные проекты второй и третьей волны экспортного СПГ из США
Table 4. Potential projects of the second and the third waves of US LNG exports

Проект	Участники	Годовые мощности по сжижению, млн тонн	Ценовая привязка газа в заключенных контрактах
Golden Pass LNG	Exxon Mobil, Qatar Petroleum	16	
Lake Charles, La	Energy Transfer LP, Shell US LNG	16,45	
Rio Grande LNG	NextDecade Corp	27	Brent, Henry Hub, Agua Dulce* и Waha*
Port Artur LNG фаза I	Sempra Energy	11 с перспективой до 45	
Driftwood LNG фаза I	Tellurian	16,6 с перспективой до 27,6	JKM

* – региональные газовые хабы США.

Источники: авторы по данным отраслевой и мировой бизнес-периодики.

Sources: authors based sectoral and global business press.

5 Экспансия супермейджеров в сектор трудноизвлекаемой нефти рассмотрена в этом же номере в статье С. Золиной, И. Копытина, О. Резниковой «Сланцевая революция» в США как главный драйвер перестройки мирового рынка нефти».

АТР

По данным Международного газового союза (IGU), в странах АТР в 2018 г. только 30% импорта СПГ было привязано к ценам на газ, а 70% импортируемого СПГ индексировалось по цене нефти. Конкурентоспособность американского СПГ относительно СПГ с нефтяной индексацией зависит от многих факторов, включая соотношение цены газа на американском рынке и цены нефти. Согласно прогнозу министерства энергетики США, цена газа в Henry Hub в референтном сценарии вырастет до 3,8 долл. за 1 млн б.т.е. в реальном выражении. Специальные исследования показывают, что при цене газа в Henry Hub около 4 долл. за 1 млн б.т.е. для достижения американским СПГ ценовой конкурентоспособности с СПГ с нефтяной индексацией необходима цена нефти около 60 долл. за баррель [Enjam 2016; Konoplyanik, Sung 2017]. При цене газа в Henry Hub на уровне 2 долл. за 1 млн б.т.е. зона ценовой привлекательности американского СПГ начинается при цене нефти от 50 долл. за баррель [Konoplyanik, Sung 2017].

На наш взгляд, на рынке сложились предпосылки для того, чтобы американский газ в среднесрочном периоде в АТР окажется дешевле привязанного к нефти СПГ и при более низких ценах на нефть. Помимо вероятной стабилизации цены газа в США на уровне около 2,5 долл. за 1 млн б.т.е., существует задел для снижения издержек на сжижение и транспортировку. Кроме того, наблюдаемое на практике увеличение коэффициента наклона в индексированных к нефти контрактах при снижении цены нефти ниже 70 долл. за баррель (рис. 5) также будет способствовать росту относительной привлекательности американского СПГ. Для оценки влияния этих факторов на конкурентоспособность американского СПГ в условиях снижения мировых цен на нефть мы использовали подход, основанный на моделировании ценового паритета между СПГ с нефтяной и не-нефтяной индексацией [Sung 2017; Hureau, Jordan 2015; Enjam 2016].

Цена американского СПГ в порту Японии складывается из четырех компонентов: цены газа в Henry Hub, стоимости его транспортировки до завода по сжижению и переменных затрат на сжи-

Таблица 5. Гипотезы и оценки, заложенные в сценарии конкурентоспособности американского СПГ в АТР на 2030 г. (в ценах 2018 г.)

Table 5. Hypotheses and estimations in US LNG competitiveness scenarios for Asia Pacific Region in 2030 (constant 2018 prices)

Управляющие параметры	Сценарий	
	Консервативный	Низкие издержки
Цена газа в Henry Hub, долл. за 1 млн б.т.е.	3,76	2,5
Доставка и переменные издержки сжижения, % от цены в Henry Hub	15	15
Плата за мощности по сжижению, долл. за 1 млн б.т.е.	3	2,25
Цена транспортировки газа, долл. за 1 млн б.т.е.	1,47	0,97
в т. ч. фрахт, тыс. долл. в день	64	33

Источники: авторы.

Sources: authors.

жение, платы за сжижение и затрат на транспортировку до порта назначения. В развитие используемых в литературе подходов к оценке сравнительной конкурентоспособности СПГ с различной ценовой индексацией мы вводим следующие новые моменты. Во-первых, моделируем зависимость коэффициента наклона в контрактах с нефтяной индексацией от цены нефти. Во-вторых, моделируем динамику снижения издержек на сжижение газа в США.

Расчеты проведены в двух сценариях: консервативном и сценарии снижения издержек. Экспертные гипотезы и оценки по значениям управляющих параметров в модели представлены в табл. 5.

Алгоритмы параметризации управляющих параметров и моделирования компонент цены американского СПГ следующие:

1. **Цена газа в Henry Hub:** в консервативном сценарии использован реферативный сценарий министерства энергетики США 2019 г. [Federal Energy Regulatory Commission Databases on US

LNG Terminals 2019]. В сценарии низких издержек заложен уровень цены в 2,5 долл. за 1 млн б.т.е.

2. **Стоимость доставки газа до терминала и переменные издержки его сжижения** оцениваются в 15% от цены газа в Henry Hub. Такая оценка широко распространена в литературе, в частности используется в расчетах крупнейшего на момент написания статьи американского экспортера СПГ компании Cheniere [Presentation to Investors 2013]. Такую же оценку дает детальный анализ базы данных министерства энергетики США по экспортным сделкам СПГ [LNG Reports n/y].

3. **Плата за мощности по сжижению** в консервативном сценарии заложена на уровне 3 долл. за 1 млн б.т.е., что является максимальным показателем за период с января 2016 г. по март 2019 г., расчет которого выполнен по базе данным министерства энергетики США [LNG Reports n/y]. Для определения потенциала снижения этого показателя в период до 2030 г. мы исполь-

Таблица 6. Оценка удельных капитальных затрат на строительство СПГ-терминалов в США

Table 6. Estimated unit capital expenditures of US LNG terminals

	Капитальные затраты на строительство, относящиеся к мощностям по сжижению газа, млрд долл.	Мощность, млн тонн в год	Удельные капитальные затраты на 1 млн тонн СПГ в год, млн долл.
Elba Island	2,1	2,5	828
Freeport	12,0	15	798
Corpus Christi, терминалы 1–2	9,4	9	1040
Corpus Christi, терминал 3	3,0	4,5	667
Cameron LNG	9,9	13,5	733
Cove Point	3,8	5,25	720
Sabine Pass, терминалы 1–4	9,9	18	550
Sabine Pass, терминал 5	3,8	4,5	844
Средневзвешенное			744

Источники: [Songhurst 2018] и расчеты авторов.

Sources: [Songhurst 2018] and authors' calculations.

Таблица 7. Оценка удельных операционных затрат (без учета амортизации) Cheniere Energy за 2018 г.

Table 7. Cheniere Energy 2018 unit operational costs estimation (not including amortization and depreciation)

Операционные затраты	902 млн долл.
в т. ч. общие и административные расходы	289 млн долл.
Среднегодовая мощность терминалов по сжижению	23,7 млн тонн в год
Удельные операционные затраты	38 млн долл. на 1 млн тонн мощности в год

Источники: [Bloomberg Databases n/y], отраслевая периодика и расчеты авторов.

Sources: [Bloomberg Databases n/y], sectoral press and authors' calculations.

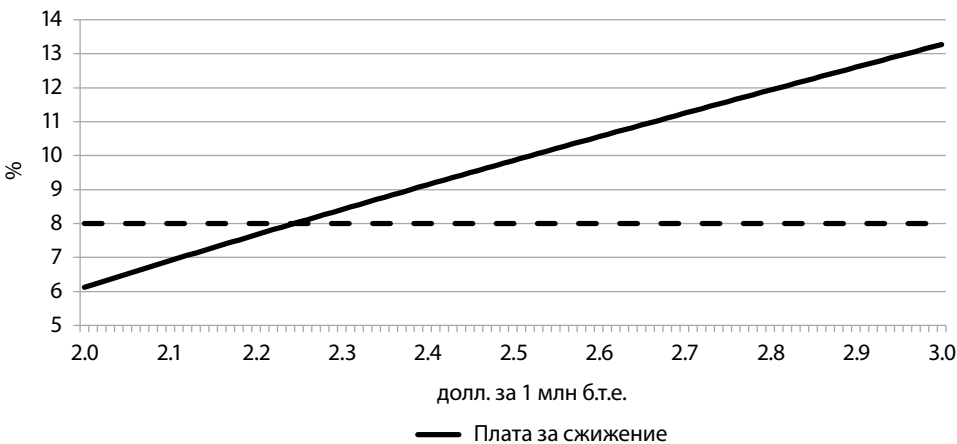
зовали упрощенный алгоритм оценки окупаемости СПГ терминалов для инвесторов. В среднем удельная стоимость мощности восьми функционирующих и строящихся американских терминалов по сжижению составляет 744 млн долл. на 1 млн тонн производства сжиженного природного газа в год (табл. 6). Мы придерживаемся достаточно консервативной гипотезы, что проект должен полностью окупиться за 30 лет. Ежегодные операционные затра-

ты были оценены по отчетности Cheniere за 2018 г. на уровне 38 млн долл. на 1 млн тонн мощности в год (табл. 7).

Расчеты показывают, что для модельного проекта терминала по сжижению фиксированная плата за сжижение газа в размере 3 долл. за 1 млн б.т.е. обеспечивает внутреннюю норму доходности на инвестиции в 14,7% в год на протяжении всей жизни проекта. В сценарии низких издержек предполагается, что конкуренция между американ-

Рисунок 11. Зависимость внутренней нормы доходности модельного проекта терминала по сжижению от значения фиксированной платы за сжижение

Fig. 11. Dependency of IIR of a modal LNG terminal on fixed liquefaction charge



Источники: авторы.
Sources: authors.

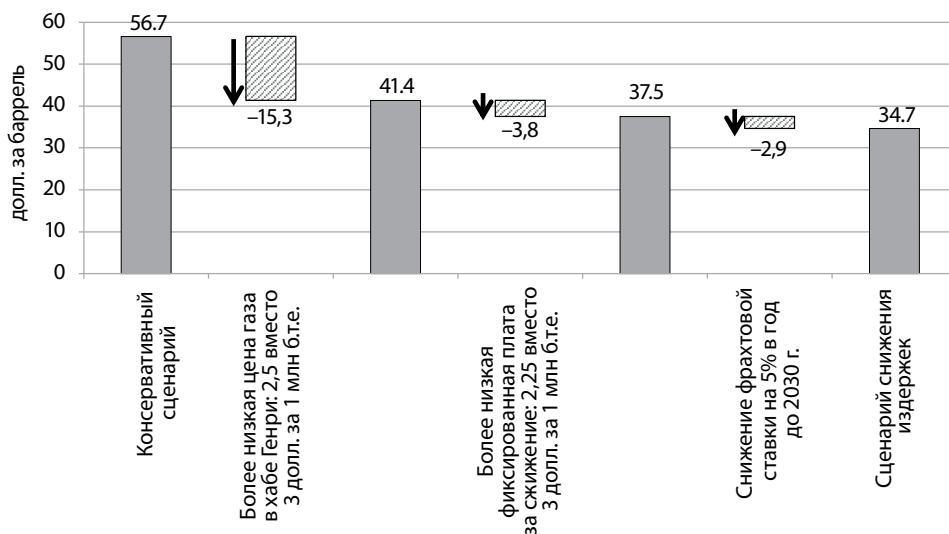
скими СПГ терминалами будет способствовать снижению платы за сжижение до 2,25 долл. за 1 млн б.т.е., что будет обеспечивать более низкую, но при этом приемлемую для инвесторов внутреннюю норму доходности в 8% (рис. 11).

4. **Цена транспортировки газа до Японии** определяется по методологии, предложенной Н. Rogers [North America Gas 2019]. Учитывается вместимость и стоимость аренды танкера, расстояние между терминалами загрузки и назначения, цена прохода через Панамский канал, цена использования портовой инфраструктуры, агентские сборы, страхование, стоимость топлива, а также расходы по возвращению танкера без груза в порт загрузки. Все переменные, за исключением стоимости

газа, используемого танкером в качестве топлива, и фрахтовой ставки, были почерпнуты из работы Н. Rogers. Стоимость топлива складывается из цены газа в Henry Hub, стоимости его доставки до терминала по сжижению и переменной и фиксированной платы за сжижение в соответствии с параметрами консервативного сценария и сценария низких издержек. В консервативном сценарии ставка фрахта судна зафиксирована на уровне конца 2017 г. В 2012–2017 гг. на фоне высоковолатильной краткосрочной фрахтовой ставки долгосрочная фрахтовая ставка демонстрировала устойчивую тенденцию к снижению со среднегодовым темпом 5,5% в номинальном выражении и 6,9% с учетом инфляции⁶. Поэто-

Рисунок 12. Уровень цены Brent, при которой СПГ США достигает в 2030 г. ценового паритета с индексированным к нефти СПГ в Японии в консервативном сценарии и сценарии низких издержек

Fig. 12. Level of Brent price for 2030 price parity between US LNG and oil-indexed LNG in Japan, Conservative and Low expenses scenarios



Источники: авторы.
Sources: authors.

6 Рассчитано по данным [Wholesale Gas Price Survey 2019].

му в сценарии низких издержек полагается, что эта тенденция продолжится со среднегодовым темпом 5%.

Для каждого сценария рассчитывается цена нефти Brent, при которой цена СПГ в контрактах с нефтяной индексацией на японском рынке (LNG^{JCC}) равна рассчитанной нами для данного сценария цене американского СПГ в Японии:

$$LNG^{JCC} = S * L3.JCC = LNG_{JPN}^{US} \quad (3)$$

где: LNG^{JCC} – цена СПГ в Японии по долгосрочным контрактам с нефтяной привязкой; S – коэффициент наклона; $L3.JCC$ – цена нефти JCC с лагом в 3 месяца; LNG_{JPN}^{US} – цена американского СПГ на рынке Японии.

В консервативном сценарии американский СПГ становится дешевле СПГ с нефтяной индексацией на японском рынке при цене барреля Brent в 56,7 долл. за баррель, что в целом соответствует полученным в литературе оценкам. В сценарии же низких издержек американский СПГ становится

дешевле СПГ с нефтяной индексацией уже при 34,7 долл. за баррель нефти Brent (рис. 12). Снижение цены нефти, при которой достигается конкурентоспособность американского СПГ на японском рынке в сценарии низких издержек по сравнению с консервативным сценарием, обусловлено тремя факторами: более низкой ценой газа в Henry Hub (вклад 69%); более низкими расходами на сжижение газа (17%) и снижением фрахтовой ставки (13%).

ЕВРОПА

В Европе доля индексации импортного СПГ по принципу «газ к газу» в 2018 г. достигла 51%, при этом импорт трубопроводного газа уже на 73% индексировался к спотовым котировкам на ликвидных газовых хабах [Wholesale Gas Price Survey 2019]. С учетом этого оценим конкурентоспособность американского СПГ в долгосрочном периоде, используя прогноз цены газа в Европе, подготовленный Мировым банком.

Таблица 8. Гипотезы и оценки, заложенные в сценарии конкурентоспособности американского СПГ в Европе на 2030 г. (на примере Великобритании, постоянные цены 2018 г.).

Table 8. Hypotheses and estimations in US LNG competitiveness scenarios for Europe in 2030 (example of the UK, constant 2018 prices)

Управляющие параметры	Сценарии	
	Консервативный	Снижение издержек
Цена газа в Henry Hub, долл. за 1 млн б.т.е.	3,76	2,5
Доставка и переменные издержки сжижения, % от цены в Henry Hub	15	15
Плата за мощности по сжижению, долл. за 1 млн б.т.е.	3	2,25
Цена транспортировки газа, долл. за 1 млн б.т.е.	0,75	0,55
в т. ч. фрахт, тыс. долл. в день	64	43
Цена регазификации, долл. за 1 млн б.т.е.	0,35	0,35

Источники: авторы.

Sources: authors.

Первоначально определим цену безубыточности американского СПГ в Европе в 2030 г. по тому же алгоритму, который был использован для АТР (табл. 8). В качестве точки поставки газа будем использовать Великобританию. Учтем при этом, что в расчет цены СПГ необходимо добавить расходы на регазификацию, т. к. на европейском рынке СПГ США конкурирует с трубопроводным газом. Опираясь на релевантные данные, эти расходы были оценены в 0,35 долл. за 1 млн б.т.е. [Bordoff, Losz 2016, p. 9].

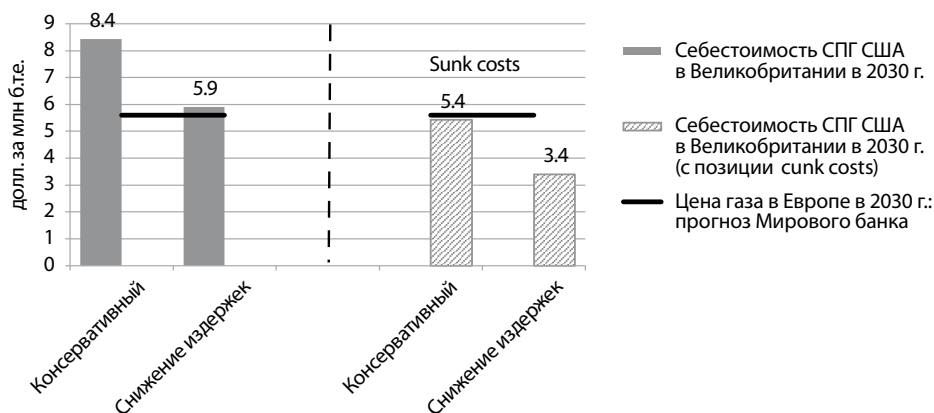
На рис. 13 представлена расчетная цена американского СПГ в Европе в двух рассматриваемых сценариях в сравнении с прогнозной ценой Мирового банка на газ на европейском рынке в 2030 г. В консервативном сценарии расчетная цена американского СПГ в Европе в 2030 г. будет выше прогноза. В случае, если затраты на сжижение и фрахтовая ставка окажутся ниже, американский СПГ будет конкурентоспо-

собен в Европе при цене на газ, соответствующей прогнозу Мирового банка.

Некоторые аналитики рассматривают такой компонент издержек как фиксированные затраты на сжижение газа как невозвратные (sunk costs), поскольку компании – экспортеры американского газа заключили обязывающие соглашения по сжижению [Bordoff, Losz 2016]. Если согласиться с таким подходом, то абстрактно расчетную цену на американский СПГ можно снизить на величину расходов на сжижение. Однако в реальной жизни поддержание экспорта неконкурентоспособного СПГ неизбежно обернется убытками для инвесторов [US LNG vs Pipeline Gas: European Market Share War 2017]. Убыточные поставки можно поддерживать за счет наращивания долга и/или получения превышающей убытки на европейском рынке прибыли на рынках Южной Америки и АТР. Но если брать исключительно европейское направление, то с точки зрения издер-

Рисунок 13. Оценки себестоимости СПГ США в Европе на примере Великобритании в двух сценариях и с учетом невозвратных издержек

Fig. 13. Estimated costs of delivered US LNG in Europe (UK) in Conservative and Low expenses scenarios – with and without sunk costs



Источники: авторы.
Sources: authors.

жек конкурентные позиции американского СПГ на этом направлении сравнительно слабы [Конопляник 2018]. Не удивительно, что к 2023 г. Еврокомиссия планирует увеличить импорт американского СПГ до всего 8 млрд куб. м. [EU-U.S. LNG Trade 2019]. Очевидно, что это следует рассматривать как нижний порог. Устойчивая тенденция снижения издержек СПГ, на которую может наложиться дальнейшее ухудшение политических отношений России со странами НАТО, безусловно, повысит эту планку. Тем не менее даже потенциальная конкуренция со стороны американского СПГ оказывает понижающее давление на уровень европейских цен на газ и ограничивает перспективы повышения этих цен даже в случае роста цены нефти.

Список литературы

Жуков С.В., Симония Н.А., Варнавский В.Г., Копытин И.А., Масленников А.О., Пусенкова Н.Н., Томберг И.Р., Томберг Р.И. (2009) Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции. М.: ИМЭМО РАН.

Жуков С.В., Симония Н.А., Варнавский В.Г., Пусенкова Н.Н., Резникова О.Б., Томберг И.Р. (2010) Глобализация рынка природного газа: возможности и вызовы для России. М.: ИМЭМО РАН.

Конопляник А.А. (2018) Позитивная дискриминация: какова роль СПГ из США на газовом рынке Европы // РБК. 23 октября 2018 // <https://www.rbc.ru/opinions/business/23/10/2018/5bcd97759a794716876188dc>, дата обращения 12.12.2019.

Копытин И.А., Масленников А.О., Синецын М.В. (2014) США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергетики. М.: Магистр.

Annual Energy Outlook (2019) // U.S. Energy Information Administration

// <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>, дата обращения 12.12.2019.

Bloomberg Databases (n/y) // Bloomberg // <https://www.bloomberg.com/>, дата обращения 12.12.2019.

Bordoff J., Losz A. (2016) If You Build It, Will They Come? The Competitiveness of US LNG in Overseas Markets // Center on Global Energy Policy, Columbia University // <https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Competitiveness%20of%20US%20LNG%20in%20Overseas%20Markets.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

BP Statistical Review of World Energy (2019) // British Petroleum, June 2019 // <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

Brick J. (2018) Permian, We Have a Gas Problem(s) // McKinsey&Company, July 1, 2018 // <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/permian-we-have-a-gas-problems>, дата обращения 12.12.2019.

Corbeau A.S., Ledesma D. (2016) LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration // The Institute of Energy Economics, Japan // <https://enen.iecee.or.jp/data/6985.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

Dewar A., Gee D., Baker T. (2019) Preparing for an Abundance of US Natural Gas // Boston Consulting Group, April 15, 2019 // <https://www.bcg.com/publications/2019/united-states-us-abundance-natural-gas.aspx>, дата обращения 12.12.2019.

Energy Information Administration Databases (n/y) // U.S. Energy Information Administration // <http://www.eia.gov>, дата обращения 12.12.2019.

Enjam V. (2016) LNG Price Sensitivity // Oil & Gas Journal, April 25, 2016 // <https://www.ogj.com/home/article/17295247/lng-price-sensitivity>, дата обращения 12.12.2019.

EU-U.S. LNG Trade (2019) // European Commission // https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us_lng_trade_folder.pdf, дата обращения 12.12.2019.

Federal Energy Regulatory Commission Databases on US LNG Terminals (2019) // Federal Energy Regulatory Commission, November 21, 2019 // <https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>, дата обращения 12.12.2019.

GIGNL Annual Reports for 2016–2018 (n/y) // International Group of Liquefied Natural Gas Importers // <https://giignl.org/publications>, дата обращения 12.12.2019.

Hureau G., Jordan L. (2015) Waiting for the Next Train? An Assessment of the Emerging Canadian LNG Industry // CEDIGAZ Insights, March 2015 // <https://www.cedigaz.org/shop-with-selector/?type=publications>, дата обращения 12.12.2019.

International Monetary Fund Databases (n/y) // International Monetary Fund // <https://data.imf.org>, дата обращения 12.12.2019.

Komlev S. (2018) How LNG Supply Additions Could Affect Gas Prices in Europe? // GAZPROMexport, June 20, 2018 // http://www.gazpromexport.ru/files/C5_Komlev_2018_Final258.pdf, дата обращения 12.12.2019.

Konoplyanik A., Sung J. (2017) US LNG Competitiveness in Asia Pacific: Cost Plus vs. Oil Indexation in Changing Oil and Gas Price Environment. Presentation at Gas Asia Summit 2017, 25–26 October 2017, Maria Bay Sands, Singapore // <http://www.konoplyanik.ru/speeches/Gas%20Asia%20Summit%202017%20-%20A.A.Konoplyanik%20J%20Sung.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

Ledesma D., Fulwood M. (2019) New Players New Models // The Oxford Institute for Energy Studies, March 2019 // <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/04/New-Players-New-Models.pdf?v=f9308c5d0596>, дата обращения 12.12.2019.

LNG Reports (n/y) // Fossil Energy // <https://www.energy.gov/fe/listings/lng-reports>, дата обращения 12.12.2019.

Mitrova T., Boersma T. (2018) The Impact of US LNG on Russian Natural Gas Export Policy // Center on Global Energy Policy, Columbia University, December 2018 // https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/Gazprom%20vs%20US%20LNG_CGEP_Report_121418_2.pdf, дата обращения 12.12.2019.

North America Gas: Could LNG Project Delays Dampen Prices Further? (2019) // Wood Mackenzie, May 28, 2019 // <https://www.woodmac.com/news/editorial/nags-lng-project-delays/>, дата обращения 12.12.2019.

Presentation to Investors (2013) // Cheniere Energy // <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9MjA2MDc3fENoaWxkSUQ9LTF8VHlwZT0z&t=1>, дата обращения 12.12.2019.

Rogers H. (2018) The LNG Shipping Forecast: Costs Rebounding, Outlook Uncertain // The Oxford Institute for Energy Studies, March 2018 // <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf?v=f9308c5d0596>, дата обращения 12.12.2019.

Songhurst B. (2018) LNG Plant Cost Reduction 2014–18 // The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018 // <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Plant-Cost-Reduction-2014%E2%80%9318-NG137.pdf?v=f9308c5d0596>, дата обращения 12.12.2019.

Steuer C. (2019) Outlook for Competitive LNG Supply // The Oxford Institute for Energy Studies, March 2019 // <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/03/Outlook-for-Competitive-LNG-Supply-NG-142.pdf?v=f9308c5d0596>, дата обращения 12.12.2019.

Sung J. (2017) The Impact of US LNG Exports and the Prospects for Price-competitiveness in the East Asian Market // *Journal of World Energy Law and Business*, no 10, pp. 316–328. DOI: 10.1093/jwelb/jwx011

Trade and Industry of Japan Database (n/y) // Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan // <https://www.meti.go.jp/english/statistics/index.html>, дата обращения 12.12.2019.

U.S. Liquefied Natural Gas Export Capacity to More than Double by the End of 2019 (2018) // U.S. Energy Information Administration, December 12, 2018 // <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37732>, дата обращения 12.12.2019.

US LNG vs Pipeline Gas: European Market Share War (2017) // Platts, February 21, 2017 // <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/insightanalysis/industryresolutionpapers/sr-us-lng-pipeline-gas-european-market-share.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

Wholesale Gas Price Survey (2019) // International Gas Union, May 13, 2019 // <https://www.igu.org/research/wholesale-gas-price-survey-2019-edition>, дата обращения 12.12.2019.

World Bank Commodities Price Forecast (2019) // World Bank, April 23, 2019 // <http://pubdocs.worldbank.org/en/598821555973008624/СМО-April-2019-Forecasts.pdf>, дата обращения 12.12.2019.

USA: New Realities

DOI: 10.23932/2542-0240-2019-12-6-3

Factors of Global Competitiveness of American LNG

Stanislav V. ZHUKOV

DSc in Economics, Head of Center for Energy Research
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations
of the Russian Academy of Sciences, 117997, Profsoyuznaya St., 23, Moscow, Russian
Federation

E-mail: zhukov@imemo.ru

ORCID: 0000-0003-2021-2716

Alexander O. MASLENNIKOV

Researcher, Center for Energy Research
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations
of the Russian Academy of Sciences, 117997, Profsoyuznaya St., 23, Moscow, Russian
Federation

E-mail: maslennikov@imemo.ru

ORCID: 0000-0001-5377-4702

Mikhail V. SINITSYN

Researcher, Center for Energy Research
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations
of the Russian Academy of Sciences, 117997, Profsoyuznaya St., 23, Moscow, Russian
Federation

E-mail: sinitsyn@imemo.ru

ORCID: 0000-0001-5630-0799

CITATION: Zhukov S.V., Maslennikov A.O., Sinitsyn M.V. (2019) Factors of Global Competitiveness of American LNG. *Outlines of Global Transformations: Politics, Economics, Law*, vol. 12, no 6, pp. 43–70 (in Russian). DOI: 10.23932/2542-0240-2019-12-6-3

Received: 03.07.2019.

ABSTRACT. *The United States started liquefied natural gas (LNG) export in 2016 and just in two years became the world's fourth largest exporter of LNG. There is a high probability that in the near future the U.S. will emerge as the third largest LNG exporter after Australia and Qatar. The article focuses on the factors, which ensure global competitiveness of U.S. LNG until 2030. The authors show that: first, the first wave*

of American export LNG projects significantly speeded up restructuring of contract system in the world gas trade as well as supported development of a more flexible mechanism of natural gas pricing; secondly, production costs of the associated natural gas in the U.S. are relatively low and it is highly probable to expect Henry hub gas price to stabilize at around 2.5 dollars per MMBTU in the long run, what gives

the American gas producers potential capability to significantly improve their global competitiveness by means of production and transportation costs reduction; fourthly, new waves of U.S. LNG export will not necessarily be linked to the Henry Hub index, but to a wide range of price indicators, including the Brent oil price. With increasing flows of globally competitive American LNG entering the market, transformation of the institutional structure, contracts system and price mechanism that have been unfold in the world LNG trade for the last ten to fifteen years became irreversible. That creates prerequisites for rapid formation of the world LNG market as well as with a some time lag of a global gas market.

KEY WORDS: LNG, gas prices, price indexation, associated gas, destination clause, Henry Hub, TTF, JKM, Brent

References

- Annual Energy Outlook (2019). U.S. Energy Information Administration. Available at: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>, accessed 12.12.2019.
- Bloomberg Databases (n/y). Bloomberg. Available at: <https://www.bloomberg.com/>, accessed 12.12.2019.
- Bordoff J., Losz A. (2016) If You Build It, Will They Come? The Competitiveness of US LNG in Overseas Markets. *Center on Global Energy Policy, Columbia University*. Available at: <https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Competitiveness%20of%20US%20LNG%20in%20Overseas%20Markets.pdf>, accessed 12.12.2019.
- BP Statistical Review of World Energy (2019). *British Petroleum*, June 2019. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, accessed 12.12.2019.
- Brick J. (2018) Permian, We Have a Gas Problem(s). *McKinsey&Company*, July 1, 2018. Available at: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/permian-we-have-a-gas-problems>, accessed 12.12.2019.
- Corbeau A.S., Ledesma D. (2016) LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration. *The Institute of Energy Economics, Japan*. Available at: <https://eneken.ieej.or.jp/data/6985.pdf>, accessed 12.12.2019.
- Dewar A., Gee D., Baker T. (2019) Preparing for an Abundance of US Natural Gas. *Boston Consulting Group*, April 15, 2019. Available at: <https://www.bcg.com/publications/2019/united-states-us-abundance-natural-gas.aspx>, accessed 12.12.2019.
- Energy Information Administration Databases (n/y). U.S. Energy Information Administration. Available at: <http://www.eia.gov>, accessed 12.12.2019.
- Enjam V. (2016) LNG Price Sensitivity. *Oil & Gas Journal*, April 25, 2016. Available at: <https://www.ogj.com/home/article/17295247/lng-price-sensitivity>, accessed 12.12.2019.
- EU-U.S. LNG Trade (2019). *European Commission*. Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us_lng_trade_folder.pdf, accessed 12.12.2019.
- Federal Energy Regulatory Commission Databases on US LNG Terminals (2019). *Federal Energy Regulatory Commission*, November 21, 2019. Available at: <https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp>, accessed 12.12.2019.
- GIGNL Annual Reports for 2016–2018 (n/y). *International Group of Liquefied Natural Gas Importers*. Available at: <https://gignl.org/publications>, accessed 12.12.2019.
- Hureau G., Jordan L. (2015) Waiting for the Next Train? An Assessment of the Emerging Canadian LNG Industry. *CEDIGAZ Insights*, March 2015. Available at: <https://www.cedigaz.org/shop-with-selector/?type=publications>, accessed 12.12.2019.

International Monetary Fund Databases (n/y). *International Monetary Fund*. Available at: <https://data.imf.org>, accessed 12.12.2019.

Komlev S. (2018) How LNG Supply Additions Could Affect Gas Prices in Europe? *GAZPROMexport*, June 20, 2018. Available at: http://www.gazpromexport.ru/files/C5_Komlev_2018_Final258.pdf, accessed 12.12.2019.

Konoplyanik A.A. (2018) Positive Discrimination: What Is the Role of LNG from the United States on the European Gas Market. *RBC*, October 23, 2018. Available at: <https://www.rbc.ru/opinions/business/23/10/2018/5bcd97759a794716876188dc>, accessed 12.12.2019 (in Russian).

Konoplyanik A., Sung J. (2017) *US LNG Competitiveness in Asia Pacific: Cost Plus vs. Oil Indexation in Changing Oil and Gas Price Environment*. Presentation at Gas Asia Summit 2017, 25–26 October 2017, Maria Bay Sands, Singapore. Available at: <http://www.konoplyanik.ru/speeches/Gas%20Asia%20Summit%202017%20-%20A.A.Konoplyanik%20J%20Sung.pdf>, accessed 12.12.2019.

Kopytin I.A., Maslennikov A.O., Sinityn M.V. (2014) *USA: Problems of Integration of Natural Gas and Electricity Markets*, Moscow: Magistr (in Russian).

Ledesma D., Fulwood M. (2019) New Players New Models. *The Oxford Institute for Energy Studies*, March 2019. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/04/New-Players-New-Models.pdf?v=f9308c5d0596>, accessed 12.12.2019.

LNG Reports (n/y). *Fossil Energy*. Available at: <https://www.energy.gov/fe/listings/lng-reports>, accessed 12.12.2019.

Mitrova T., Boersma T. (2018) The Impact of US LNG on Russian Natural Gas Export Policy. *Center on Global Energy Policy, Columbia University*, December 2018. Available at: https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/Gazprom%20vs%20US%20LNG_

CGEP_Report_121418_2.pdf, accessed 12.12.2019.

North America Gas: Could LNG Project Delays Dampen Prices Further? (2019). *Wood Mackenzie*, May 28, 2019. Available at: <https://www.woodmac.com/news/editorial/nags-lng-project-delays/>, accessed 12.12.2019.

Presentation to Investors (2013). *Cheniere Energy*. Available at: <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9MjA2MDC3fENoaWxkSUQ9LTF8VHlwZT0z&t=1>, accessed 20.06.2019.

Rogers H. (2018) The LNG Shipping Forecast: Costs Rebounding, Outlook Uncertain. *The Oxford Institute for Energy Studies*, March 2018. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf?v=f9308c5d0596>, accessed 12.12.2019.

Songhurst B. (2018) LNG Plant Cost Reduction 2014–18. *The Oxford Institute for Energy Studies*, October 2018. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Plant-Cost-Reduction-2014%E2%80%9318-NG137.pdf?v=f9308c5d0596>, accessed 12.12.2019.

Steuer C. (2019) Outlook for Competitive LNG Supply. *The Oxford Institute for Energy Studies*, March 2019. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/03/Outlook-for-Competitive-LNG-Supply-NG-142.pdf?v=f9308c5d0596>, accessed 12.12.2019.

Sung J. (2017) The Impact of US LNG Exports and the Prospects for Price-competitiveness in the East Asian Market. *Journal of World Energy Law and Business*, no 10, pp. 316–328. DOI: 10.1093/jwelb/jwx011

Trade and Industry of Japan Database (n/y). *Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan*. Available at: <https://www.meti.go.jp/english/statistics/index.html>, accessed 12.12.2019.

U.S. Liquefied Natural Gas Export Capacity to More than Double by the End of 2019 (2018). *U.S. Energy Information Administration*, December 12, 2018. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37732>, accessed 12.12.2019.

US LNG vs Pipeline Gas: European Market Share War (2017). *Platts*, February 21, 2017. Available at: <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/insightanalysis/industrysolutionpapers/sr-us-lng-pipeline-gas-european-market-share.pdf>, accessed 12.12.2019.

Wholesale Gas Price Survey (2019). *International Gas Union*, May 13, 2019. Available at: <https://www.igu.org/research/wholesale-gas-price-survey-2019-edition>, accessed 12.12.2019.

World Bank Commodities Price Forecast (2019). *World Bank*, April 23, 2019. Available at: <http://pubdocs.worldbank.org/en/598821555973008624/CMO-April-2019-Forecasts.pdf>, accessed 12.12.2019.

Zhukov S.V., Simoniya N.A., Varnavskij V.G., Kopytin I.A., Maslennikov A.O., Pusenkova N.N., Tomberg I.R., Tomberg R.I. (2009) *Global Natural Gas Market: the Latest Trends*, Moscow: IMEMO RAN (in Russian).

Zhukov S.V., Simoniya N.A., Varnavskij V.G., Pusenkova N.N., Reznikova O.B., Tomberg I.R. (2010) *Globalization of the Natural Gas Market: Opportunities and Challenges for Russia*, Moscow: IMEMO RAN (in Russian).