

# РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ СПГ-ПРОЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ ДАЛЬНОГО ЗАРУБЕЖЬЯ

УДК 339.13:665.725

**Ю.Б. Силантьев**, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ),  
Y\_Silantiev@gwise.vniigaz.gazprom.ru

**О.Г. Кананыхина**, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Е.Д. Ковалёва**, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», E\_Kovaleva@gwise.vniigaz.gazprom.ru

**Современный этап развития мирового газового рынка характеризуется увеличением объемов торговли сжиженным природным газом (СПГ). Ожидается, что в ближайшее десятилетие объемы межрегиональной торговли СПГ превысят трубопроводный экспорт. Это связано с реализацией проектов строительства новых комплексов СПГ в США, Австралии и Восточной Африке. Значительная часть уже эксплуатирующихся, а также проектируемых СПГ-комплексов базируется на месторождениях шельфовой зоны, причем около 66 % приходится на удаленные от потребителя акватории. Большую часть ресурсов газа (до 52 %) составляют глубоководные объекты дальнего зарубежья (14,4 трлн м<sup>3</sup>), освоение которых может негативно повлиять на экспорт российского газа на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона – основных импортеров газа в XXI в.**

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ, СПГ-КОМПЛЕКС, СПГ-ПРОЕКТ, ШЕЛЬФ ДАЛЬНОГО ЗАРУБЕЖЬЯ, РЕСУРСНО-ДОБЫЧНОЙ ПОТЕНЦИАЛ, РЕСУРСЫ.

В 2015 г. объем мировой торговли газом составил 1042 млрд м<sup>3</sup>, из которых 338 млрд м<sup>3</sup> – сжиженный природный газ (СПГ). В настоящее время продажа СПГ представляет собой активно развивающийся сегмент рынка первичных энергоресурсов. Прогнозируется, что к 2030 г. объемы межрегиональной торговли СПГ превысят объемы трубопроводного экспорта газа.

С момента пуска в 1964 г. первого крупного завода по сжижению природного газа в Алжире мировые мощности постоянно увеличивались, достигнув в 2000 г. 140 млн т (1 млн т = 1,36 млрд м<sup>3</sup>). К 2016 г. объем мирового производства СПГ вырос более чем в 2 раза за счет строительства крупных заводов в Катаре и Австралии. На сегодняшний день построено 37 комплексов по производству СПГ, в основном в странах Юго-Восточной Азии и Австралии. В 2016 г. в стадии реализации находились 12 проектов, в том

числе 4 – в США. Всего в мире в ближайшее десятилетие планируется построить 23 завода СПГ (в отдаленной перспективе – до 30). Кроме того, в ряде стран для решения задач внутреннего газообеспечения развивается малотоннажное производство СПГ [1].

Основными экспортерами СПГ в настоящее время являются 19 стран, из которых 1-е место по объемам экспорта занимает Катар (более 100 млн т), далее идут Малайзия, Индонезия, Австралия и Нигерия (20–40 млн т). Четыре страны, в том числе Россия, экспортируют 10–20 млн т. Около 30 стран импортируют значительные объемы СПГ, причем пятерка крупнейших импортеров включает Японию, Южную Корею, Китай, Испанию и Индию.

Расширение и рост рынка СПГ сопровождается:

- увеличением поставок СПГ по краткосрочным договорам, в том числе за счет расширения спотовых поставок;

- внедрением инновационных технологий (совершенствованием производства СПГ, строительством плавучих заводов по сжижению газа, созданием подводных добычных комплексов и модернизацией терминалов по регазификации, сокращающих сроки ввода в эксплуатацию морских месторождений и поставок газа потребителям);

- снижением стоимости морских перевозок СПГ (за счет увеличения дедевейта газозовозов).

Технологии по сжижению газа и его последующая морская транспортировка являются дополнением традиционного освоения газовых ресурсов, связанного с использованием трубопроводных газотранспортных систем (ГТС). На сооружение последних уходит до 70 % инвестиций крупных проектов. В то же время трансформация газа в жидкость позволяет осваивать ресурсы удаленных от потребителя перспективных нефтегазоносных регионов, в ко-

**Silantiev Yu.B.**, Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF), Y\_Silantiev@gwise.vniigaz.gazprom.ru

**Kananykhina O.G.**, Gazprom VNIIGAZ LLC, O\_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru

**Kovaleva E.D.**, Gazprom VNIIGAZ LLC, E\_Kovaleva@gwise.vniigaz.gazprom.ru

### Provision of resources for the implementation of cng projects at the shelf of far abroad countries

The modern stage of global gas market development is characterized by an increase in compressed natural gas (CNG) trade volumes. The volumes of CNG interregional trade are expected to exceed pipeline export in the following decade. This is due to the fact that new CNG facilities are being built in the USA, Australia and Western Africa in accordance with construction projects. A substantial part of the operating and future CNG facilities is located at fields of the shelf zone with 66% of them located in remote water areas. The greater part of gas resources (up to 52 %) consists of deep-water facilities of far abroad countries (14.4 trillion m<sup>3</sup>) whose development can have a negative impact upon the export of Russian gas to the markets of the Asia-Pacific region countries which are the main gas importers in the 21st century.

**KEY WORDS:** ARCTIC SHELF, CNG FACILITY, CNG PROJECT, SHELF OF FAR ABROAD COUNTRIES, RESOURCE AND PRODUCTION POTENTIAL, RESOURCES.

торых строительство ГТС может быть нерентабельным.

В настоящее время благодаря СПГ-комплексам (с привязкой к морской транспортировке) сформирована мировая система центров газодобычи как субрегиональных (Малазийско-Индонезийский, Ближневосточный, Австралийский, перспективный Восточно-Африканский и др.), так и локальных (Северо-Сахалинский, Тринидадский, Аляскинский, Нигерийский и др.). Очевидно, что освоение ресурсов газа акваторий и прибрежных территорий, удаленных от потребителей (в том числе ЕСГ), должно формироваться на основе реализации проектов СПГ. Значительная часть сухопутных месторождений, в том числе нетрадиционного газа, связана с обеспечением приморских комплексов СПГ. Так, США выдали уже 6 (а в перспективе – до 20) разрешений на экспорт СПГ за счет трансформации регазификационных СПГ-терминалов в экспортные СПГ-заводы. Такая модернизация в 3–5 раз дешевле австралийских проектов, что обуславливает возможно более быструю реализацию СПГ-проектов США. Планируется создание СПГ за счет освоения нетрадиционных ресурсов газа, в частности в Австралии реализуются два проекта СПГ на основе утилизации метанугольного газа.

В ближайшее десятилетие группу стран – экспортеров СПГ, вероятно, покинут Тринидад и Тобаго, Норвегия, Малайзия, Бруней, Оман, Папуа – Новая Гвинея и другие страны, в которых обеспеченность добычи запасами характеризуется как низкая. При этом группа экспортеров может прирасти такими странами, как Мозамбик, Танзания, Иран, США, Боливия, Израиль, Венесуэла, Дания (Гренландия) и др.

По состоянию на начало 2016 г. в стадии реализации находились СПГ-проекты с мощностью около 140 млн т/год, из которых 62 млн т приходятся на США и 50 млн т – на Австралию. Однако снижение цен на углеводородное сырье может замедлить реализацию к 2018 г. данных проектов, в особенности австралийских. Строительство заводов СПГ США планируется завершить к 2020 г.

Возможно, это обусловит стабилизацию объемов производства СПГ в Катаре, которое в 2015 г. превысило 106 млн т. Высокая обеспеченность запасами добычи газа в этой стране, превышающая, по экспертным оценкам, 135 лет, позволяет гипотетически увеличить производство СПГ в 2–3 раза.

Таким образом, если Австралия (как ранее Тринидад и Тобаго) планирует ускоренное освоение своих газовых ресурсов за счет увеличения добычи газа (произ-

водства СПГ) в 2–3 раза, то Катар обречен на более длительное участие в формировании мирового рынка СПГ. Аналогичные перспективы имеют другие страны со значительными запасами газа: ОАЭ, Нигерия, Венесуэла и др.

В табл. 1 представлена структура ресурсно-добычного потенциала основных стран – экспортеров СПГ (по данным ВР за 2016 г. и ОАО «Зарубежгеология» за 2015 г.) [3, 4]. Анализ представленных данных указывает на наличие нескольких страновых кластеров, различающихся структурой ресурсно-добычного потенциала. Наиболее выработаны запасы традиционного газа (более 50 %) в США, Тринидад и Тобаго, Норвегии, Йемене, Алжире и Индонезии; наименее (меньше 30 %) – в Перу, России, Катаре, ОАЭ и Нигерии. При этом США активно осваивает ресурсы нетрадиционного (сланцевого) газа (СГ), извлекаемая часть которых оценивается в 18,8 трлн м<sup>3</sup>. Крупными ресурсами СГ из стран – экспортеров СПГ, приведенных в таблице, обладают Алжир (20,2 трлн м<sup>3</sup>) и Индонезия (1,3 трлн м<sup>3</sup>). Освоение ресурсов СГ обеспечит более длительное участие этих стран в развитии мирового рынка СПГ.

Ресурсы газа сухопутных месторождений используются для производства СПГ недостаточно. Необходимы ГТС для доставки

Таблица 1. Структура ресурсно-добычного потенциала основных стран – экспортеров СПГ

Страна	Запасы газа, трлн м <sup>3</sup>	Добыча в 2015 г., млрд м <sup>3</sup>	Обеспеченность, годы	Потребление, млрд м <sup>3</sup>	Экспорт СПГ, млн т	Выработанность запасов, %
США	10,4	767,3	13,6	759,4	0,8	86
Перу	0,3	12,5	33,1	7,2	6,0	27
Тринидад и Тобаго	0,3	39,6	8,2	22,8	17,0	69
Норвегия	1,9	117,2	15,9	2,4	4,9	58
РФ	32,4 (BP)	573,3	56,3	401,0	14,5	29
Оман	24,5	181,4	135,2	106,4	106,4	6
Катар	0,7	34,9	19,7	20,5	10,2	43
ОАЭ	6,1	55,8	109,2	68,6	7,6	21
Йемен	0,3	9,9 (2014)	100,0	2,7	2,0	63
Алжир	4,5	83,0	54,3	39,1	16,2	53
Нигерия	5,1	50,1	102,1	12,8	27,5	23
Австралия	3,5	67,1	34,8	34,3	39,8	34
Бруней	0,2	12,7	27,8	3,6	8,7	65
Индонезия	2,8	75,0	37,8	35,7	21,9	47
Малайзия	1,2	68,2	17,1	39,8	34,2	37
Папуа – Новая Гвинея	0,2	6,5	14,3	0,2	0,7	27

газа к береговым СПГ-комплексам. Примером такой ГТС является Аляскинский газопровод. Рассматривается вариант поставки газа из внутриконтинентальных регионов к морским терминалам СПГ Боливии, Сибири и Дальнего Востока (Прибалтийский и Владивостокский СПГ-проекты).

На шельфе Мирового океана на сегодняшний день добывается около 700 млн т нефти и 300 млрд м<sup>3</sup> газа, из которых около 27 % приходится на глубоководные месторождения. Наиболее крупные СПГ-комплексы базируются на запасах шельфа стран Персидского залива и Северо-Западной Австралии.

Создание плавучих заводов СПГ (Floating Ligneld Natural Gas – FLNG) расширяет ареал освоения газовых ресурсов акваторий, которые ранее локализовались в прибрежной зоне.

В настоящее время основные объемы шельфового газа добываются в прибрежных регионах Европы (Североморский бас-

сейн), Ближнего Востока и АТР (Зонделенд) (рис. 1). В странах СНГ добывается 2 % «морского» газа.

Высокая выработанность запасов месторождений Северного моря обуславливает уменьшение объемов добываемого газа в этом регионе. Аналогичный процесс отмечается на шельфе Юго-Восточной Азии, Мексиканского залива и др.

Наиболее значительными подготовленными ресурсами газа среди морских акваторий харак-

теризуются шельф Персидского залива, Мексиканского залива и Северного моря. Однако максимальная удельная их концентрация приурочена (рис. 2) к Левантскому бассейну и авандельте Нила, где плотность ресурсов в 2–3 раза выше.

По данным ЦГУ ТЭК (2016 г.) большая часть ресурсов углеводородов связана с шельфом Северного Ледовитого океана (52 %). К акваториям других океанов – Индийского, Атлантического и Тихого (западная часть) –

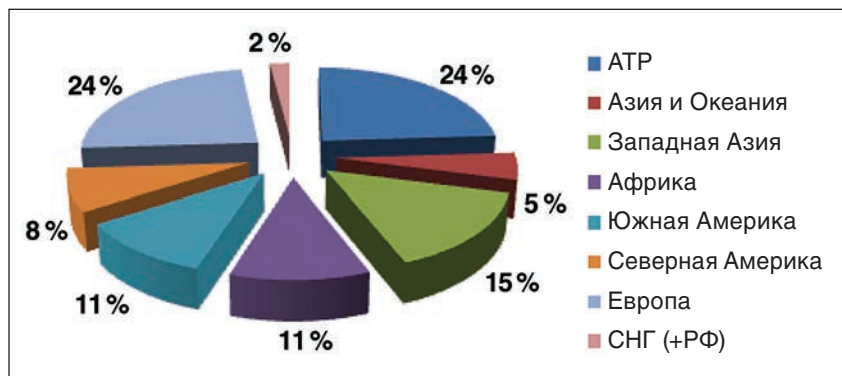


Рис. 1. Морская добыча газа

приурочено, соответственно, 23, 19 и 6 %.

В последние годы особое внимание привлекает освоение ресурсов газа глубоководного шельфа, общая оценка которых, по данным ОАО «Зарубежгеология», достигает 36 трлн м<sup>3</sup>. Из 3,2 тыс. морских скважин 12 % приходится на глубоководные объекты, где отмечается повышенная эффективность поиска, обусловленная приближением к вероятному очагу генерации углеводородов и увеличением степени заполненности газом прогнозируемых ловушек.

Большая часть ресурсов (14,4 трлн м<sup>3</sup>) глубоководного газа приурочена к слабо освоенным нефтегазоносным бассейнам Африки. Крупными ресурсами газа (более 4,0 трлн м<sup>3</sup>) характеризуются глубоководные объекты Южной и Северной Америки (рис. 3).

Наибольшие перспективы обнаружения значительных скоплений глубоководного газа – в акваториях Юго-Восточной и Южной Азии, Ближнего Востока, Западной Африки и Австрало-Океании. По оценкам некоторых агентств (МЭА и др., 2013 г.), только ресурсы газа центральной (глубоководной) депрессии Южно-Китайского моря превышают 5,0 трлн м<sup>3</sup>. Во «вьетнамской» зоне обрамления этой депрессии располагаются лицензионные блоки Группы «Газпром» (№ 129, 130, 131 и 132). Южно-Китайское море является стратегическим регионом, через который проходит до 70 % мировых перевозок СПГ. На акваторию моря (и соответственно, на его ресурсы) претендуют практически все прибрежные государства.

Наиболее значительными инвестиционно привлекательными объектами для освоения на сегодняшний день являются Мамба (Мозамбикский шельф) с запасами более 2,1 трлн м<sup>3</sup>, Киш (шельф Ирана) с запасами 1,9 трлн м<sup>3</sup>, платформа Дельтана (шельф Венесуэлы и Тринидада и Тобаго) – 1,7 трлн м<sup>3</sup>, Зухр – 0,7 трлн м<sup>3</sup>,

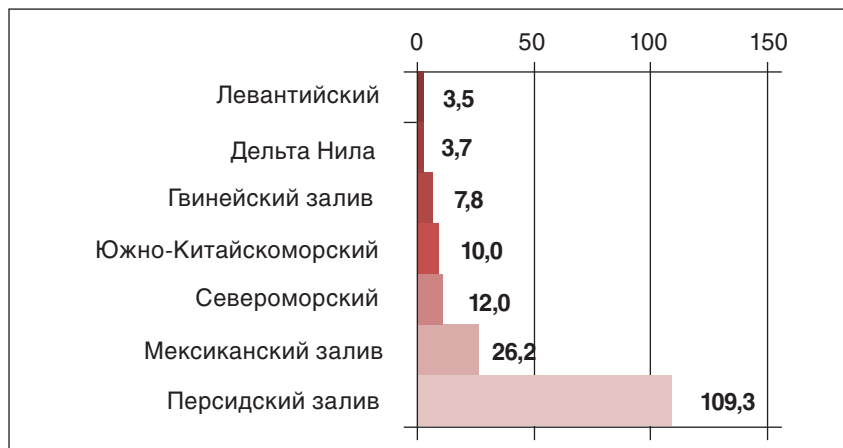


Рис. 2. Сопоставление начальных потенциальных ресурсов газа нефтегазоносных бассейнов шельфа, млрд т у. т. (по данным ОАО «Зарубежгеология», 2012 г.)



Рис. 3. Распределение ресурсов глубоководного газа (по данным ОАО «Зарубежгеология», 2015 г.), млрд м<sup>3</sup>

Левиафан – 0,4 трлн м<sup>3</sup> в Восточном Средиземноморье и др. Перспективный регион – Арктический шельф, в том числе Гренландский. Освоение ресурсов газа этих инвестиционно привлекательных объектов обуславливает необходимость применения инновационных геотехнологий (FLNG, подводные добычные комплексы и др.) [2].

Ресурсы глубоководного шельфа Северо-Американского континента, по прогнозам, составляют 4,3 трлн м<sup>3</sup>, из них большая часть приходится на США (2,4 трлн м<sup>3</sup>). В настоящее время снят 50-летний запрет на освоение ресурсов газа Восточно-Атлантического шельфа. Низкой освоенностью характеризуются ресурсы Гренландского шельфа, ресурсный потенциал которого превышает

3 трлн м<sup>3</sup>. С этим связана активизация Дании в вопросах, касающихся разграничения Арктического шельфа.

В странах Южной Америки крупные ресурсы глубоководного газа приурочены к шельфу Бразилии (3,8 трлн м<sup>3</sup>), Аргентины (1,0 трлн м<sup>3</sup>), Тринидад и Тобаго (0,6 трлн м<sup>3</sup>) и Колумбии (0,5 трлн м<sup>3</sup>). Вероятно формирование СПГ-мощностей в Суринаме, на шельфе которого недавно выявлено крупное скопление газа.

В странах Евросоюза значительные ресурсы глубоководного газа приходится на шельф Норвегии (0,6 трлн м<sup>3</sup>) и Ирландии (более 0,4 трлн м<sup>3</sup>). Удаленность этих ресурсов от необходимой береговой инфраструктуры и потребителей обуславливает



Таблица 2. Сопоставление конкурентных преимуществ СПГ-экспортеров в Японии

Страна (регион)	Расстояние, тыс. км	Затраты на транспортировку, долл/млн BTU*	Особенности добычи, инфраструктуры и транспортировки
<b>США</b>			Высокие издержки, строительство транспортной инфраструктуры, экологические ограничения, низкая калорийность газа
Аляска	7,8	0,8	
Запад	7,5	0,8	
Восток	16,5	2,9	
<b>Австралия</b>			Высокие издержки экологические ограничения
Северо-запад	6,6	0,8	
Северо-восток	6,8	0,8	Низкая калорийность
Папуа – Новая Гвинея	6,0	0,7	Высокие издержки, низкая калорийность газа
Мозамбик	13,3	1,3	Глубоководная добыча, угроза пиратства, низкая калорийность газа
Персидский залив (Катар, Оман, ОАЭ)	1,2	1,2	Угроза пиратства
Индонезия, Малайзия, Бруней	5,0	0,6	Истощение ресурсной базы

\* BTU (от англ. британская термическая (термальная) единица) – единица измерения тепловой энергии в английской системе мер.

необходимость формирования СПГ-мощностей на основе FLNG.

В пределах морского глубоководного обрамления Африканского континента наиболее крупные ресурсы (5,5 трлн м<sup>3</sup>) шельфа приурочены к акватории Мозамбикского пролива. На глубоководном шельфе Египта и Нигерии прогнозируется, соответственно, 2,0 и 1,6 трлн м<sup>3</sup>. Значительными ресурсами глубоководного газа обладают Ливия (0,7 трлн м<sup>3</sup>), Ангола (0,6 трлн м<sup>3</sup>), Намибия (0,6 трлн м<sup>3</sup>), Кения (0,5 трлн м<sup>3</sup>) и др. (рис. 4). Это указывает на возможность создания

Африканского пояса СПГ, базирующегося преимущественно на месторождениях глубоководного шельфа.

Данная окраинно-континентальная система СПГ-комплексов выгодно расположена между Северо-Атлантическим и Азиатско-Тихоокеанским глобальными газовыми рынками.

В пределах юго-западной Пацифики перспективы формирования СПГ-мощностей связаны с глубоководными шельфами Австралии и Папуа – Новой Гвинеи, ресурсы которых составляют, соответственно, 0,8 и 0,2 трлн м<sup>3</sup> [4].

Глубоководные объекты Южной, Юго-Восточной и Восточной Азии находятся вблизи основных потребителей СПГ и имеющих СПГ-комплексов Индонезии, Малайзии и Брунея, что является их серьезным конкурентным преимуществом.

Открытые в последние годы глубоководные месторождения в Восточном Средиземноморье (Левифан, Тамар, 12-й блок и др.), скорее всего, будут подключены к ГТС южной Европы (Греции и Италии). Ресурсы газа Израиля, Кипра и Ливана оцениваются, соответственно, в 1,2; 0,4 и 0,2 трлн м<sup>3</sup>.

Представленная информация о газовом потенциале глубоководного шельфа указывает на его высокий ресурсно-добычный потенциал. Очевидно, что 36,0 трлн м<sup>3</sup> могут обеспечить годовые мощности производства СПГ до 600 млн т. Достижение этого уровня на основе сформированного и формирующегося потенциала планируется к 2025–2030 гг. при годовом спросе на СПГ, по данным ИНЭИ РАН (2015 г.), в 450 млн т.

Данная ситуация в перспективе является основой развития жест-

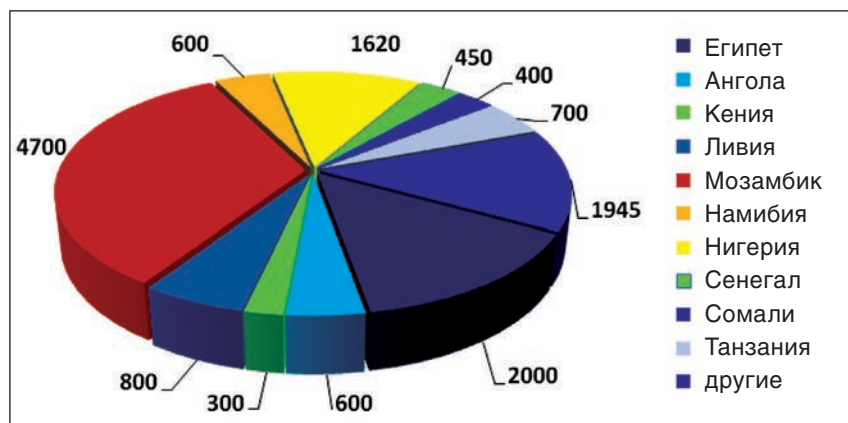


Рис. 4. Распределение ресурсов глубоководного газа по странам Африки, млрд м<sup>3</sup>

кой конкуренции между СПГ-производителями. Для удаленных стран-производителей создание СПГ-производственного потенциала – единственный путь освоения газовых ресурсов; особенно это актуально для развивающихся стран, в которых экспорт СПГ будет способствовать финансовому обеспечению национальных социально-экономических программ.

Необходимо отметить, что в настоящее время российский (сахалинский) СПГ имеет значительное преимущество, особенно для обеспечения стран АТР, в силу своего расположения (минимальное транспортное плечо) и высокой калорийности газа.

В табл. 2 проведено сопоставление характеристик стран – экспортеров газа с точкой приема в терминалах Японии. Затраты на транспортировку СПГ в этих странах в 2–10 раз выше стоимости доставки продукции сахалинского СПГ – 0,3 долл/млн ВТУ.

В последние годы отмечается некоторое снижение темпов развития СПГ-рынка, обусловленное падением цен на нефть, что, в свою очередь, определяет снижение темпов мирового спроса, рост которого в 2010–2015 гг. составил лишь 1,5 %. В условиях текущего избыточного предложения СПГ ряд стран-импортеров (Япония, Южная Корея и Испания) частично отходит от практики заключения долговременных СПГ-контрактов, заменяя их спотовыми поставками. Другие страны, такие как КНР, Тайвань,



Сингапур и др., не спешат применять эту практику. Перенасыщение СПГ позволит в перспективе создать значительный ликвидный спотовый рынок, в котором новые экспортеры с небольшими объемами производства СПГ (до 10 млн т/год) имеют лучшие оперативные возможности для осуществления своевременных морских транспортировок.

Перспективность развития мирового СПГ-рынка определяется значительными потенциальными объемами потребления газа в Китае и Индии, на которые сейчас приходится до 7 % импорта СПГ. Очевидно, общий спрос на СПГ к 2030 г. вырастет более чем в 2 раза, из которых на Азию придется до 40 % [1, 2].

В условиях удаленности СПГ-комплексов США освоение глубоководных ресурсов газа Восточной Африки и Юго-Восточной Азии в целях обеспечения имеющихся комплексов Малайзии и Индонезии имеет

конкурентные преимущества при транспортировке газа потребителям Южной и Восточной Азии. Реализация глубоководных проектов Южной Атлантики (Западная Африка и Латинская Америка) эффективна с точки зрения обеспечения газом удаленных регионов данных континентов (Северо-Восточная Бразилия, Западная Африка) и стран ЕС.

Таким образом, при освоении ресурсов газа глубоководного шельфа следует ожидать регионализации поставок СПГ и усиления тенденции к оперативному изменению направлений экспорта газа.

Высокая эффективность экспорта СПГ на большие расстояния позволяет потребителям диверсифицировать источники газоснабжения, в том числе за счет освоения ресурсов удаленных объектов глубоководных акваторий мира, способствуя либерализации и глобализации мирового газового рынка. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Выгон Г., Белова М. Развитие мирового рынка СПГ. Вызовы и возможности для России. М.: ЭЦ «Сколково», 2013. 49 с.
2. Музлова Г. Производство СПГ: мировые тенденции и российские перспективы // Морской порт. 2014. № 5. С. 18–22.
3. BP Statistical review of World Energy, 2016, P. 44.
4. Нефтегазовая промышленность мира: справ.-аналит. обз. М.: ВНИИЗарубежгеология, 2015. 64 с.

#### REFERENCES

1. Vygon G., Belova M. Development of the Global CNG Market. Challenges and Opportunities for Russia. Moscow, Skolkovo Equipment Center, 2013, 49 p. (In Russian)
2. G. Muzlova. CNG Production: Global Tendencies and Russian Prospects. Morskoi port = Sea Port, 2014, No. 5, P. 18–22. (In Russian)
3. BP Statistical review of World Energy, 2016, P. 44.
4. Global Oil and Gas Industry: Analytical and Reference Review. Moscow, VNIIZarubezhgeologia, 2015, 64 p. (In Russian)