

УДК [622.32+553.98](73)

## Ресурсный газовый потенциал США

Ю.Б. Силантьев<sup>1\*</sup>, Т.О. Халошина<sup>1</sup>, Е.Д. Ковалёва<sup>1</sup>, О.Г. Кананыхина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: Y\_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В последнее десятилетие лидером по добыче природного газа являются Соединенные Штаты Америки, что обусловлено непрерывным в течение последних 20 лет увеличением добычи нетрадиционного (в основном сланцевого) газа на их территории, способствовавшего удовлетворению спроса на газ за счет собственного ресурсно-добычного потенциала. В свою очередь, это послужило толчком к формированию современной стратегии экспорта газа. Прогнозируется, что развитие экспорта повлияет на создание избыточных добычных мощностей в старых газодобывающих регионах страны.

В настоящее время в США активно развивается экспортная инфраструктура на основе бывших терминалов по приему сжиженного природного газа (СПГ). Это уже сейчас позволяет осуществлять одиночные поставки СПГ из США в ряд стран Европейского союза, а в перспективе и страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Анализ современного ресурсного потенциала указывает на ограниченность во времени (до 2040 г.) экспортной стратегии газа США. Однако за этот период будет существенно изменена современная структура газового рынка ЕС. Рынок стран АТР менее подвержен экспортной интервенции США, так как на его развитие в основном будет влиять реализация экспортного потенциала стран Персидского залива, Восточной Африки, а также Австралии. Однако некоторые страны АТР (Индия, Корея) уже законсервировали ограниченные объемы СПГ комплекса Sabine Pass.

Ресурсно-добычный потенциал США вступил в фазу инновационного развития – внедрение новых геотехнологий, вероятно, обеспечит увеличение объемов извлекаемых ресурсов газа. Очевидно, что применение этих методов в ряде стран АТР, Южной Азии, Латинской Америки, обладающих значительными ресурсами нетрадиционных источников газа, может существенно повлиять на их энергетическую стратегию, направление транспортировки СПГ и формирование трансрегиональных газотранспортных систем.

В 2009 г. в США добыча газа превысила добычу газа в Российской Федерации (рис. 1). В основном это связано с сокращением добычи в РФ (на 11,6 % к 2015 г.) и непрерывным увеличением добычи в США за счет интенсивного освоения ресурсов нетрадиционного газа.

В 2005 г. спрос на газ в США превышал добычу более чем на 110 млрд м<sup>3</sup>. По данным British Petroleum (BP) [1], в 2015 г. добыча газа в США составила 767,3 млрд м<sup>3</sup> (см. рис. 1) и практически сравнялась с объемами потребления в 778,0 млрд м<sup>3</sup>. В 2015 г. объемы добычи выросли на 5,4 % по сравнению с 2014 г., а внутреннее потребление на 3,0 %. Однако, по данным BP, в США в 2016 г. добыто 769,0 млрд м<sup>3</sup> газа.

Выявленная тенденция сближения предложения и спроса послужила обоснованием формирования стратегии экспорта американского газа на рынки ЕС и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). США активно участвуют во внутрирегиональной (североамериканской) торговле газом. В 2015 г. экспорт газа по газотранспортным системам составил 19,8 млрд м<sup>3</sup> в Канаду и 29,9 млрд м<sup>3</sup> в Мексику. При этом импорт газа из Канады составил 74,3 млрд м<sup>3</sup>, импорт сжиженного природного газа (СПГ) составил 2,5 млрд м<sup>3</sup>, в том числе 2,0 млрд м<sup>3</sup> из Тринидада и Тобаго, 0,3 млрд м<sup>3</sup> из Норвегии и 0,2 млрд м<sup>3</sup> из Йемена (по данным BP, 2016 г.) [1].

Доказанные запасы природного газа в США в 2015 г. оценивались в 10,4 трлн м<sup>3</sup>, т.е. обеспеченность добычи запасами не превышает 14 лет. В настоящее время с учетом ресурсов нетрадиционного газа, прежде всего активно осваиваемого потенциала сланцевого газа, обеспеченность добычи запасами газа в США составляет 22 года. Очевидно, в этой оценке учтены ресурсы нетрадиционного газа – прежде всего, активно осваиваемого потенциала сланцевого газа.

**Ключевые слова:**

газ, ресурсный потенциал, сжиженный природный газ, США, нетрадиционный газ.

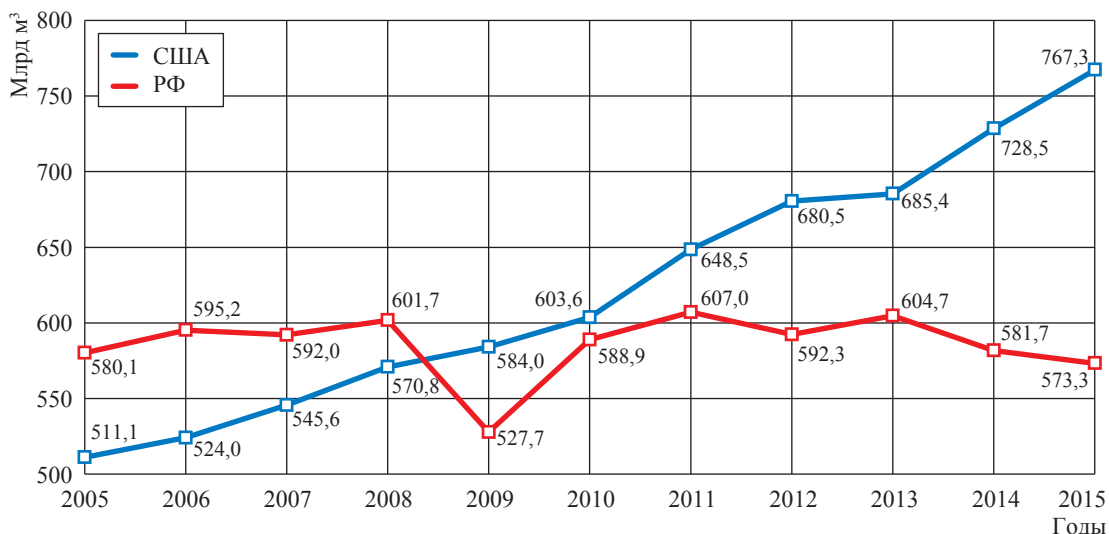


Рис. 1. Сопоставление динамики добычи газа в США и РФ (по данным British Petroleum, 2016) [1]

По данным АО «Зарубежгеология» (2015 г.), прогнозные неоткрытые ресурсы газа США оцениваются в 39690 млрд м<sup>3</sup> [2]. Однако большая часть этих ресурсов приурочена к мелким скоплениям. В целом начальные суммарные ресурсы газа разведаны на 52,9 %. Текущие запасы газа составляют 5515 млрд м<sup>3</sup> (что в два раза меньше оценки ВР в 2016 г.) и могут обеспечить современный уровень добычи только на протяжении семи-восьми лет. Выработанность запасов традиционного газа превышает 88 %. Таким образом, минерально-сырьевая база газа США приобретает инновационный характер, обусловленный освоением ресурсов нетрадиционного газа [3].

По состоянию на 2015 г. более 66 % добычи газа в США обеспечивается ресурсами нетрадиционного газа – сланцевого, метанугольного, газа плотных коллекторов (рис. 2а). Ожидается, что к 2035 г. 80 % объема добычи обеспечат нетрадиционные источники газа,

из которых 49 % придется на газ сланцевых формаций (см. рис. 2б). Годовая добыча газа в это время прогнозируется в пределах 800–1000 млрд м<sup>3</sup> [4].

Таким образом, первая треть XXI в. может охарактеризоваться становлением США в качестве ведущего мирового производителя газа в основном на основе инновационного освоения нетрадиционных газовых ресурсов. В ближайшее десятилетие США планируют стать крупнейшим экспортером СПГ, основными потребителями которого станут рынки ЕС и АТР. В настоящее время США формируют стратегию внедрения на основные рынки, традиционные для ПАО «Газпром». Фундаментом этой стратегии является высокий инвестиционный потенциал страны, позволяющий осваивать трудноизвлекаемые запасы газа с привлечением дорогостоящих технологий поиска и освоения скоплений газа.

Освоение нетрадиционных источников газа в США стартовало в первой половине XIX в.

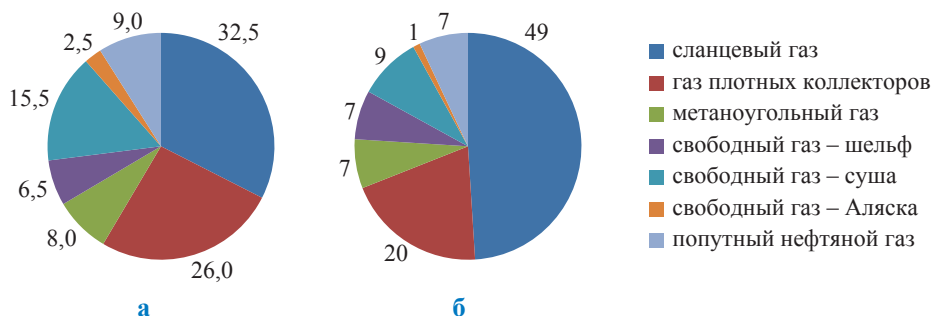


Рис. 2. Структура добычи газа США, %: а – 2015 г.; б – прогнозируемая в 2035 г.

Впервые добыча сланцевого газа начата в штате Нью-Йорк в 1821 г. (г. Фредония). До середины XX в. она была ограничена широкомаштабной добычей традиционного газа. Во второй половине XX в. стали развиваться технологии, необходимые для освоения сланцевого газа. Так, в 1947 г. впервые применен гидравлический разрыв пласта (ГРП), в 1976 г. выданы патенты на наклонно-направленное бурение в сланцах, в 1977 г. состоялась демонстрация массивного ГРП в сланцах, в 1986 г. пробурена первая успешная скважина с многостадийным ГРП (Западная Вирджиния) [5].

Проблема крупномасштабного освоения нетрадиционных газовых ресурсов была инициирована в 1970-е годы спадом внутренней добычи в результате истощения базовых месторождений газа. В это время компания Morgantown Energy Research Centers приступила к разработке и реализации проектов освоения газоносных сланцев в восточной части страны. Однако интенсивная добыча сланцевого газа связана с бурением в Техасе в 1991 г. первой успешной горизонтальной скважины на формацию Barnett [6].

В настоящее время основной технологией добычи сланцевого газа является горизонтальное бурение с проведением ГРП (фрекинг). Для эксплуатационной скважины характерно резкое уменьшение годовых притоков (с 10–50 млн м<sup>3</sup> до 10–50 тыс. м<sup>3</sup>) в первые три-четыре года. Падение притоков компенсируется бурением новых скважин, на бурение одной скважины требуется около трех недель [4]. Широко применяется веерное (кустовое) бурение и проведение повторного ГРП. Это позволяет повысить газоотдачу и продуктивность скважин.

В число новых геотехнологий в последние годы включены:

- оптимизация компримирования;
- четырехмерная (4D) сейсмика;
- «геостиринг» (*англ.* geosteering) – моделирование горизонтального бурения в режиме реального времени (для оператора), применяемое с целью оптимизации направления бурения в тонком слое (для ГРП);
- применение смеси газа для разрыва пласта (экспериментальная технология «пропанового» разрыва решает экологические проблемы, связанные с ГРП) [6].

В период 1978–1993 гг. развитие сланцевых технологий в США на федеральном уровне было стимулировано Министерством

энергетики США и Институтом газовых технологий, в том числе получением льготных налоговых кредитов и благоприятным институциональным обеспечением<sup>1</sup>.

Современные оценки нетрадиционных ресурсов газа имеют вероятностный характер, что обусловлено строением черносланцевых формаций, метаноугольных резервуаров и низкопроницаемых (плотных) коллекторов [7], в первую очередь особенностями площадного развития газоаккумулирующих толщ и специфики фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород [3]. Отмечаются три основных момента, негативно влияющих на оценку ресурсов и запасов нетрадиционного газа:

- оценка постоянно меняется, так как запасы месторождения должны оцениваться каждые два-три года;
- оценка требует полного объема геологической информации и участия экспертов;
- существенно меняется продуктивность скважин и др.

Эти факторы определяют значительные изменения оценок ресурсного потенциала нетрадиционного газа. В частности, оценка предельных ресурсов газа формации Barnett, по данным Геологической службы США (*англ.* U.S. Geological Survey, USGS) [4], в период с 1996 по 2004 г. увеличилась с 85 до 740 млрд м<sup>3</sup>. По данным внутренней оценки консалтингового агентства ARI (*англ.* Advanced Resources International, Inc.) [8], ресурсы формации Barnett оцениваются в 1390 млрд м<sup>3</sup>.

В 2009 г. американский Комитет по разработке месторождений (*англ.* U.S. Petroleum Gas Committee) оценил технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в США в 17,4 трлн м<sup>3</sup>. В 2011 г., по данным ARI [8], технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа США насчитывали уже 30 трлн м<sup>3</sup>, а по данным Управления по энергетической информации США (*англ.* U.S. Energy Information Administration, EIA) – 26,6 трлн м<sup>3</sup> [4]. Однако в том же году было признано, что объявленные оценки ресурсов явно завышены и ARI, и EIA. В 2013 г. технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа уменьшены до 18,8 трлн м<sup>3</sup> [6]. По данным АО «Зарубежгеология» [2], геологические ресурсы составляют 78,3 трлн м<sup>3</sup> [2],

<sup>1</sup> См. ст. 29 федерального закона США о налогообложении сверхприбыли сырой нефти (*англ.* Crude Oil Windfall Profits Tax Act), 1980 г., и др.

т.е. на технически извлекаемую часть приходится 24 %. Вероятно, с разработкой и внедрением новых геотехнологий эта часть будет увеличиваться.

Снижение оценок в значительной степени обусловлено трехкратным уменьшением ресурсов сланцевого газа формации Marcellus в бассейне Аппалачи. Расхождение оценок обусловлено низкой геологической изученностью черносланцевых формаций, объем которых определяют на основе геологических предположений и теоретических построений, характеризующихся значительной неопределенностью. Оценка запасов также вариативна, поскольку данные о разведываемых скоплениях могут изменяться в широком диапазоне в зависимости от повышения достоверности исходной промышленной информации и эффективности внедряемых геотехнологий и методики подсчета.

На сегодняшний день анализ кривых падения добычи является основным методом аналитических исследований. Однако и этот метод несовершенен, поскольку начальный дебит и его динамика во времени определяются широким набором факторов, большинство из которых не являются геологическими, поэтому прогноз добычи по новым скважинам до сих пор считается сложной задачей.

Анализ табл. 1 указывает на корректировку оценок запасов в пяти бассейнах США из шести. В бассейне Техас-Луизиана оценка запасов уменьшилась на 10 %, по остальным она увеличилась в среднем на 20 %. Очевидно, что в настоящее время оценка запасов сланцевого и другого нетрадиционного газа требует принципиально нового методологического обеспечения [3].

Общие ресурсы газа метаноугольных пластов оцениваются до 14,2–14,5 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы газа плотных коллекторов существенно выше. По данным EIA (2012 г.) [8], суммарный газовый потенциал США превышает 70 трлн м<sup>3</sup>,

из которых наиболее значимы ресурсы традиционного (50 %) и сланцевого (32,5 %) газа (рис. 3). Отмечается пространственное совпадение большей части зон локализации ресурсов нетрадиционного газа.

Наибольшая часть технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа (52,4 %) приурочена к восточной части страны, запасы газа плотных коллекторов в основном обнаружены в районе Скалистых гор (43 %), в пределах которых сосредоточена большая часть (48 %) технически извлекаемых ресурсов метаноугольного газа (табл. 2).

Наиболее полно изучены и разведаны ресурсы газа плотных коллекторов (в западной части страны), менее всего – ресурсы метаноугольного газа [6]. Ресурсы сланцевого газа наименее разведаны в западных и восточных районах, а также в районах Мидконтинента и Скалистых гор. Наибольшей разведанностью характеризуются ресурсы юго-западной части страны.

Потенциал угольного метана практически не изучен в западных и юго-западных районах, а также в районе Скалистых гор. Ресурсы метаноугольного газа наиболее разведаны на востоке, в пределах регионов Мидконтинента и Галф-Кост [3, 4].

В целом суммарная разведанность ресурсов нетрадиционного газа в США невысока:



Рис. 3. Структура газового потенциала США, %

Таблица 1

Динамика оценки запасов сланцевого газа в США (по данным EIA, 2015 г.) [8]

Бассейн	Формация	Запасы, трлн м <sup>3</sup>		Изменение, %
		2012 г.	2013 г.	
Аппалачи	Marcellus	1,20	1,80	50
Форт Ворд	Barnett	0,70	0,75	7
Западный залив	Eagle Ford	0,45	0,50	11
Техас-Луизиана	Haynesville/Bosser	0,50	0,45	-10
Аркома	Woodford	0,35	0,35	0
Аркома	Feytsville	0,40	0,50	25

Таблица 2

## Распределение запасов и ресурсов нетрадиционного газа в США [3]

Регион	Запасы, млрд м <sup>3</sup>	Неоткрытые ресурсы, млрд м <sup>3</sup>	Суммарные технически извлекаемые ресурсы, млрд м <sup>3</sup>	Разведанность, %
<b>Газ плотных коллекторов</b>				
Восток	0,07	1,5	1,43	4,7
Галф Кост	0,36	1,78	1,42	20,2
Мидконтинент	0,22	0,56	0,34	39,3
Юго-Запад	0,39	1,45	1,06	26,9
Скалистые горы	1,23	4,01	2,78	30,7
Запад	0,01	0,01	0,0	100,0
<b>Итого</b>	<b>2,28</b>	<b>9,31</b>	<b>7,03</b>	<b>24,5</b>
<b>Сланцевый газ</b>				
Восток	1,92	14,21	12,28	13,5
Галф Кост	0,95	5,78	4,83	16,4
Мидконтинент	0,38	21,1	1,73	1,8
Юго-Запад	0,69	3,05	2,36	22,6
Скалистые горы	0,01	1,55	1,58	0,6
Запад	0,0	0,38	0,38	0,0
<b>Итого</b>	<b>3,95</b>	<b>46,07</b>	<b>23,16</b>	<b>8,6</b>
<b>Угольный метан</b>				
Восток	0,04	0,16	0,11	25,0
Галф Кост	0,04	0,1	0,06	40,0
Мидконтинент	0,04	0,11	1,07	36,4
Юго-Запад	0,01	0,17	0,16	5,9
Скалистые горы	0,04	1,69	1,65	2,4
Запад	0,0	0,29	0,28	0,0
<b>Итого</b>	<b>0,17</b>	<b>2,52</b>	<b>3,33</b>	<b>6,7</b>

менее 25 % для газа плотных коллекторов, менее 15 % для сланцевого газа и менее 5 % для угольного метана. Это указывает на то, что освоение этих ресурсов соответствует первой трети жизненного цикла освоения газового потенциала (33 %), для которой характерна невысокая достоверность принятых оценок. Исключение составляют Мидконтинент (газ плотных коллекторов и угольный метан), запад (газ плотных коллекторов) и Галф-Кост (угольный метан), в пределах которых разведанность превышает 33 %.

Возможны значительные корректировки имеющихся оценок в регионах с относительно высокими неоткрытыми ресурсами: восток (сланцевый газ и газ плотных коллекторов), Мидконтинент (сланцевый газ), Скалистые горы (сланцевый газ и угольный метан) и юго-запад (угольный метан). При 50%-ном переводе неоткрытых ресурсов в запасы прирост запасов газа может составить: до 12 трлн м<sup>3</sup> по сланцевому газу, до 3,5 трлн м<sup>3</sup> по газу плотных коллекторов и до 2 трлн м<sup>3</sup> по угольному метану. Суммарно этот прирост увеличится до 17,5 трлн м<sup>3</sup>. При годовом отборе в 3 %

эти ресурсы могут обеспечить годовую добычу до 500 млрд м<sup>3</sup>, в том числе 300–350 млрд м<sup>3</sup> сланцевого газа, 100 млрд м<sup>3</sup> газа из плотных коллекторов, и 60 млрд м<sup>3</sup> угольного метана. Эти оценки подтверждают возможность достижения прогнозируемой структуры добычи газа в 2035 г. (см. рис. 26). Однако в расчетах не учтены оценки ресурсов нетрадиционного газа Аляски и шельфа. Увеличение добычи нетрадиционного газа требует применения дорогостоящих геотехнологий и, возможно, в случае благоприятных рыночных условий, достаточно высоких цен на первичные энергоресурсы [3, 5, 6].

В настоящее время в США безубыточная цена добычи нетрадиционного газа превышает 120 долл. / тыс. м<sup>3</sup>. Отмечаются существенные различия в цене по разным формациям, что обусловлено геологическими особенностями их формирования (табл. 3).

Стоимость безубыточной добычи газа варьирует от 130 до 230 долл. / тыс. м<sup>3</sup>. В ряде случаев могут требоваться очистка газа от CO<sub>2</sub> и извлечение компонентов метана из газовой смеси (табл. 4).

Таблица 3

## Характеристики основных сланцевых формаций в США [3]

Показатель	Формация					
	Barnett	Feytsville	Haynesville/Bosser	Marcellus	Woodford	Eagle Ford
Площадь бассейна, км <sup>2</sup>	13000	23500	23500	24500	28500	52000
Глубина залегания, тыс. м	1,9–2,6	0,3–21,	3,2–4,1	1,2–2,6	1,8–3,3	1,2–3,6
Предварительно оцененные запасы, трлн м <sup>3</sup>	9,3	1,5	20,3	42,5	0,7	0,3
Технически извлекаемые запасы, трлн м <sup>3</sup>	1,2	1,2	7,1	7,4	0,3	Нет данных
Цена безубыточной добычи, долл. / тыс. м <sup>3</sup>	136	147,1	132,4	121,3	227,9	158,1

Таблица 4

## Компонентный состав газа основных сланцевых формаций в США [3]

Формация	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Barnett	80,3–93,7	2,6–11,8	0,0–5,2	0,3–2,7	1,0–7,9
Marcellus	79,4–95,5	3,0–16,1	1,0–4,0	0,1–0,9	0,2–0,4
Feytsville	97,3	1,0	0,0	1,0	0,7
New-Alabani	87,7–92,8	0–1,7	0,6–2,5	5,6–10,4	0,0
Antrim	27,5–89,6	3,5–4,3	0,4–1,9	0–0,9	0,7–65,0
Haynesville/Bosser	95,0	0,1	0,0	4,8	0,1

Создание крупных региональных центров газодобычи возможно в регионе Скалистых гор (угольный метан, газ плотных коллекторов), восточных и юго-западных штатах и в пределах региона Галф-Кост (сланцевый газ).

Таким образом, в ближайшей перспективе (2035 г.) США могут добывать до 800 млрд м<sup>3</sup> газа в год, из которых около 77 % будут приходиться на нетрадиционные источники газа. Существенного резерва добычных возможностей газовая промышленность США сформировать не способна при варианте сохранения внутреннего спроса 770–800 млрд м<sup>3</sup> (в 2015 г. спрос увеличился на 3 %).

С 2009 г. внутреннее потребление газа увеличилось более чем на 30 млрд м<sup>3</sup>, достигнув в 2015 г. 778 млрд м<sup>3</sup>. К 2035 г. спрос на газ может вырасти на 20–30 %, превысив 950–1000 млрд м<sup>3</sup>. Это указывает на проблематичность формирования в США крупного экспортного газового потенциала и трудности с обеспечением планируемых СПГ-проектов в ближайшем десятилетии.

Тем не менее масштабное освоение ресурсов нетрадиционного газа, и прежде всего сланцевого, кардинально повлияло на внутренний рынок газа в США (он практически перешел на самообеспечение) и мировой рынок СПГ, вытеснив адресованные США потоки СПГ на другие региональные рынки [8]. Резкое увеличение добычи газа обусловило излишний

оптимизм американских компаний в формировании экспортного потенциала. В настоящее время разрабатывается масштабная программа экспорта СПГ и планируется выдача разрешения на его экспорт. До этого экспорт СПГ в объеме 1,2 млн т в год осуществлял завод на Аляске.

С 2020 г. годовой экспорт СПГ из США может быть увеличен до 20 млрд м<sup>3</sup> с перспективой увеличения к 2035 г. до 70 млрд м<sup>3</sup> и более [9]. Не менее 10 компаний подали документы для получения экспортных лицензий с общим объемом экспорта до 120 млрд м<sup>3</sup> газа. В настоящее время реализуются проекты строительства СПГ-терминалов Sabine Pass и Freeport мощностью соответственно 16 и 18 млн т в год. Мощность завода по производству СПГ терминала Sabine Pass может быть увеличена до 23 млн т в год. Кроме этого, до 2018 г. могут быть реализованы проекты Cave Point (8 млн т в год), Gulf Coast LNG Export (21 млн т в год), Cameron (12 млн т в год).

Все СПГ-проекты связаны с трансформацией регазификационных терминалов в заводы по производству СПГ. Большая часть (66 %) планируемых экспортных терминалов СПГ приурочена к Мексиканскому заливу, остальные поровну распределены между западным и восточным побережьями.

По предварительным оценкам наиболее перспективным направлением является

экспорт СПГ в страны Латинской Америки (с доходностью до 240 долл. / тыс. м<sup>3</sup>), наименее – в страны Европейского союза (150 долл. / тыс. м<sup>3</sup>) и АТР (200 долл. / тыс. м<sup>3</sup>) [9]. В настоящее время все поставки СПГ с Sabine Pass уже законтрактованы на 20 лет: BP Group заключила контракт на поставку 8 млрд м<sup>3</sup>, компании Natural Gas Fenosa, Kogas, GAIL – по 5 млрд м<sup>3</sup> каждая.

Повышенный интерес к СПГ-проектам США отмечается со стороны корейских и японских компаний. Азиатские компании (CNOOC, Petrochina, GAIL, Sinopec, Kogas) инвестируют значительные вложения в разработку сланцевых активов, надеясь получить необходимые геотехнологии для развития собственной сланцевой газодобычи. Очевидно, что даже ограниченные поставки СПГ из США способны оказать существенное влияние на ценообразование импорта СПГ, составляя конкуренцию российскому газу на рынках ЕС и АТР. В связи с этим перед ПАО «Газпром» стоит задача формирования новой энергетической стратегии.

Однако, как показано ранее, ресурсно-добычный потенциал газа США весьма ограничен, и экспансия американского газа, вероятно, лимитирована десятью-двадцатью годами. С другой стороны, экспорт СПГ негативно скажется на внутреннем рынке США: приведет к повышению цен на газ, электроэнергию, снизит эффективность промышленного производства и т.д.

Более опасным в случае распространения новых геотехнологий является расширение ареала стран, добывающих сланцевый газ за счет Алжира, Китая, Аргентины, Индии, Пакистана и др. Это может кардинально изменить структуру как региональных рынков газа, так и мирового рынка в целом.

## Список литературы

1. BP statistical review of World Energy. – London, 2016. – 46 p.
2. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира в 2014 году / В.И. Высоцкий, С.Л. Фельдман. – М.: ВНИИЗарубежгеология, 2015. – 64 с.
3. Скоробогатов В.А. Нетрадиционный газ, ресурсы и перспективы освоения: обзорная инф. / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром экспо, 2012. – 116 с. – (Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
4. Energy Outlook 2016. – Washington D.C.: US Energy Information Administration, 2016.
5. Ковалёва Е.Д. Направления повышения эффективности освоения нетрадиционных ресурсов газа / Е.Д. Ковалёва, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов до 2030 года. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 205–211.
6. World Energy Outlook. – Paris: International Energy Agency, 2015. – 42 p.
7. Силантьев Ю.Б. Углеводородные системы осадочных бассейнов Латинской Америки / Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 119–124.
8. Макаров А.А. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, Л.М. Григорьев и др. – М.: ИНЭИ РАН: АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 106 с. [http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo\\_ru\\_razvitiya\\_energetiki\\_ran\\_2013\\_do\\_2040\\_g\\_.pdf](http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo_ru_razvitiya_energetiki_ran_2013_do_2040_g_.pdf)
9. Мельникова С.И. Развитие мирового рынка СПГ и перспективы экспорта сжиженного газа из России / С.И. Мельникова // Энергетическая политика. – 2013. – № 6. – С. 12–24.

## U.S. potential of gas resources

Yu.B. Silantiev<sup>1\*</sup>, T.O. Khaloshina<sup>1</sup>, Ye.D. Kovaleva<sup>1</sup>, O.G. Kananykhina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: Y\_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Last decades, United States of America has been a leader of natural gas production due to the permanent increase of alternative gas production (mainly the shale gas) during last 20 years, which helped to satisfy gas demand with domestic resource potential. At the same time, it boosted a new gas export strategy. It is predicted,

that export development will provoke creation of redundant production facilities in the old gas-producing regions of the country.

Nowadays, the U.S. actively develops its export infrastructure on the basis of previous terminals of liquefied natural gas (LNG). At present it makes Americans realize single LNG deliveries to some EU countries.

Analysis of modern resource potential shows time insufficiency (up to 2040) of the U.S. export strategy. But during this period EU gas market will seriously change. An Asian-Pacific market less depends on the U.S. export intervention, as its development will be mostly affected with export from Gulf States, Australia and Eastern Africa. Nevertheless, some Asian-Pacific countries have already conserved the limited LNG amounts at Sabine Pass complex.

The U.S. resource potential has entered a phase of innovative development. Implementation of new geotechniques will probably support the increase of gas recovery. Obviously, application of such technologies in few countries of the Asian-Pacific region, Latin America and Southern Asia, possessing grand resources of alternative gas sources, could essentially affect their energetic strategy, directions of LNG transport and forming of the transregional gas transport systems.

**Keywords:** gas, resource potential, liquefied natural gas, U.S., alternative gas.

### References

1. *BP statistical review of World Energy*. London, 2016.
2. VYSOTSKIY, V.I. and S.L. FELDMAN. *World oil-gas industry in 2014* [Neftegazovaya promyshlennost mira v 2014 gody]. Moscow: VNIIZarubezhgeologiya, 2015. (Russ.).
3. SKOROBGATOV, V.A. and Yu.B. SILANTYEV. Alternative gas, resources and outlooks for development [Netraditsionnyy gaz, resursy i perspektivy osvoyeniya]: review. In series: *Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields* [Geologiya, bureniye, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom ekspoz, 2012. (Russ.).
4. *Energy Outlook 2016*. Washington D.C.: US Energy Information Administration, 2016.
5. KOVALEVA, Ye.D. and Yu.B. SILANTYEV. Directions of increase of efficiency of development of the non-conventional gas resources [Napravleniya povysheniya effektivnosti osvoyeniya netraditsionnykh resursov gaza]. *Vesti gazovoy nauki*. Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030 [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobuvayushchikh regionov do 2030 goda]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5(16), pp. 205–211. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. *World Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency, 2015.
7. SILANTYEV, Yu.B. and T.O. KHALOSHINA. Hydrocarbon systems of sedimentary basins in Latin America [Uglevodorodnyye sistemy osadochnykh basseynov Latinskoy Ameriki]. *Vesti gazovoy nauki*. Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobuvayushchikh regionov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1(25), pp. 119–124. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. MAKAROV, A.A., T.A. MITROVA, L.M. GRIGORYEV et al. *Forecast on trends of power engineering in the World and in Russia up to 2040* [Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii do 2040 goda] [online]. Moscow: The Energy Research Institute of the RAS and Analytical Center for the Government of Russian Federation, 2015 [viewed 13 May 2017]. (Russ.). Available from: [http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo\\_ru\\_razvitiya\\_energetiki\\_ran\\_2013\\_do\\_2040\\_g\\_pdf](http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo_ru_razvitiya_energetiki_ran_2013_do_2040_g_pdf)
9. MELNIKOVA, S.I. Development of global LNG market and outlooks for Russia export of liquefied gas [Razvitiye mirovogo rynka SPG i perspektivy eksporta szhizhennogo gaza iz Rossii]. *Energeticheskaya politika*. 2013, no. 6, pp. 12–24. ISSN 2409-5516. (Russ.).