

УДК: 622.279:339.1

С.Б. Коротков, Е.В. Семёнова, В.В. Яковенко

Ресурсная база, прогнозы добычи и потребления природного газа в европейских странах

Согласно данным Oil&Gas Journal на конец 2012 г. [1], доказанные запасы традиционного газа европейских стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), – Австрии, Бельгии, Чехии, Дании, Финляндии, Франции, Германии, Греции, Венгрии, Ирландии, Италии, Нидерландов, Польши, Португалии, Словакии, Испании, Швеции, Швейцарии, Турции, Великобритании – оцениваются в 3,9 трлн м³, из которых 85 % (3,3 трлн м³) принадлежат Норвегии и Нидерландам. Основная часть запасов сосредоточена в Северном и Норвежском морях (табл. 1).

За последние 10 лет доказанные запасы газа европейских стран снизились с 5,7 трлн м³ в 2001 г. до 3,9 трлн м³ в 2011 г., т.е. более чем на 30 % (рис. 1). Накопленная добыча газа за этот период составила 3,2 трлн м³. Обеспеченность запасами газа на текущий момент составляет 14 лет при сохранении текущих уровней добычи.

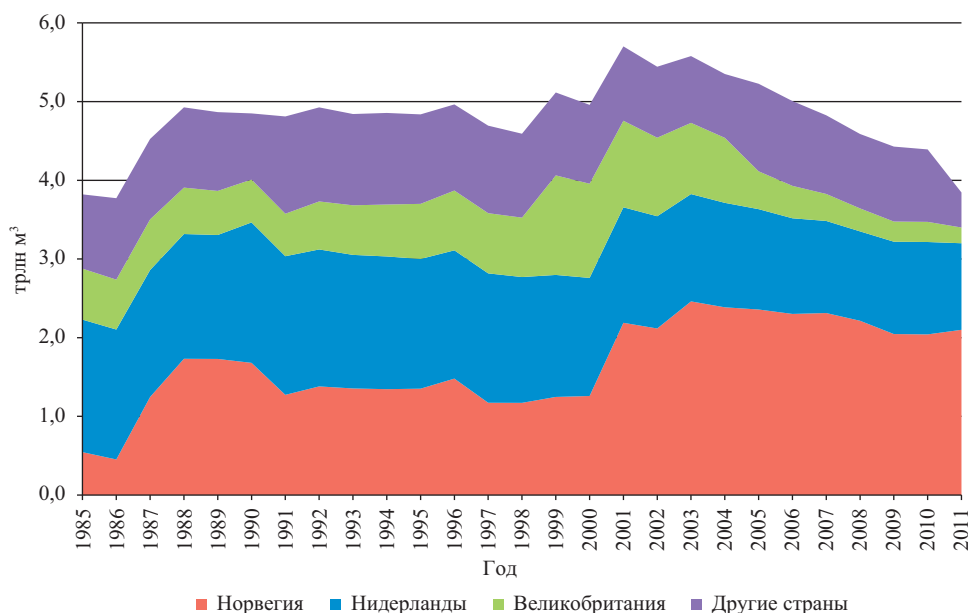
Ключевые слова:
газ,
ресурсная база,
спрос
и предложение
природного газа.

Keywords:
gas,
resource base,
demand and supply
of natural gas.

Таблица 1

**Доказанные запасы газа европейских стран,
(по данным работы [2] на конец года)**

Страны	Запасы, млрд м ³						
	по данным Cedigaz			по данным Oil & Gas Journal			
	1990 г.	2010 г.	2011 г.	1990 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Норвегия	2353,0	2762,0	2685,0	1717,0	2039,8	2007,7	2070,0
Нидерланды	1950,0	1390,0	1312,0	1723,0	1388,2	1303,2	1230,0
Великобритания	540,0	520,0	481,0	560,0	256,1	253,1	246,0
Германия	244,0	87,0	80,0	351,0	175,6	175,6	125,0
Дания	167,0	101,0	97,0	127,0	58,2	52,0	43,0
Прочие	759,0	239,0	233,0	598,0	297,4	228,4	221,9
Итого	6013,0	5099,0	4888,0	5076,0	4215,3	4020,0	3935,9



**Рис. 1. Динамика запасов природного газа в европейских странах,
входящих в ОЭСР, по данным компании ВР [3]**

Основные запасы газа европейских стран сосредоточены в нефтегазоносной области Северного моря, которая входит в состав Центрально-Европейского бассейна и приурочена к Североморской синеклизе. Нефтегазоносная область Северного моря (около 700 тыс. км²) расположена в пределах одноименной акватории и на шельфе (500 тыс. км²) прилегающих

стран – Великобритании, Нидерландов, ФРГ и Дании (рис. 2).

В этой нефтегазоносной области выделяется три крупных ареала нефтегазонакопления: Северный, Центрально-Североморский, Восточно-Английский. Продуктивными отложениями считаются формации верхнего палеозоя – палеогена.

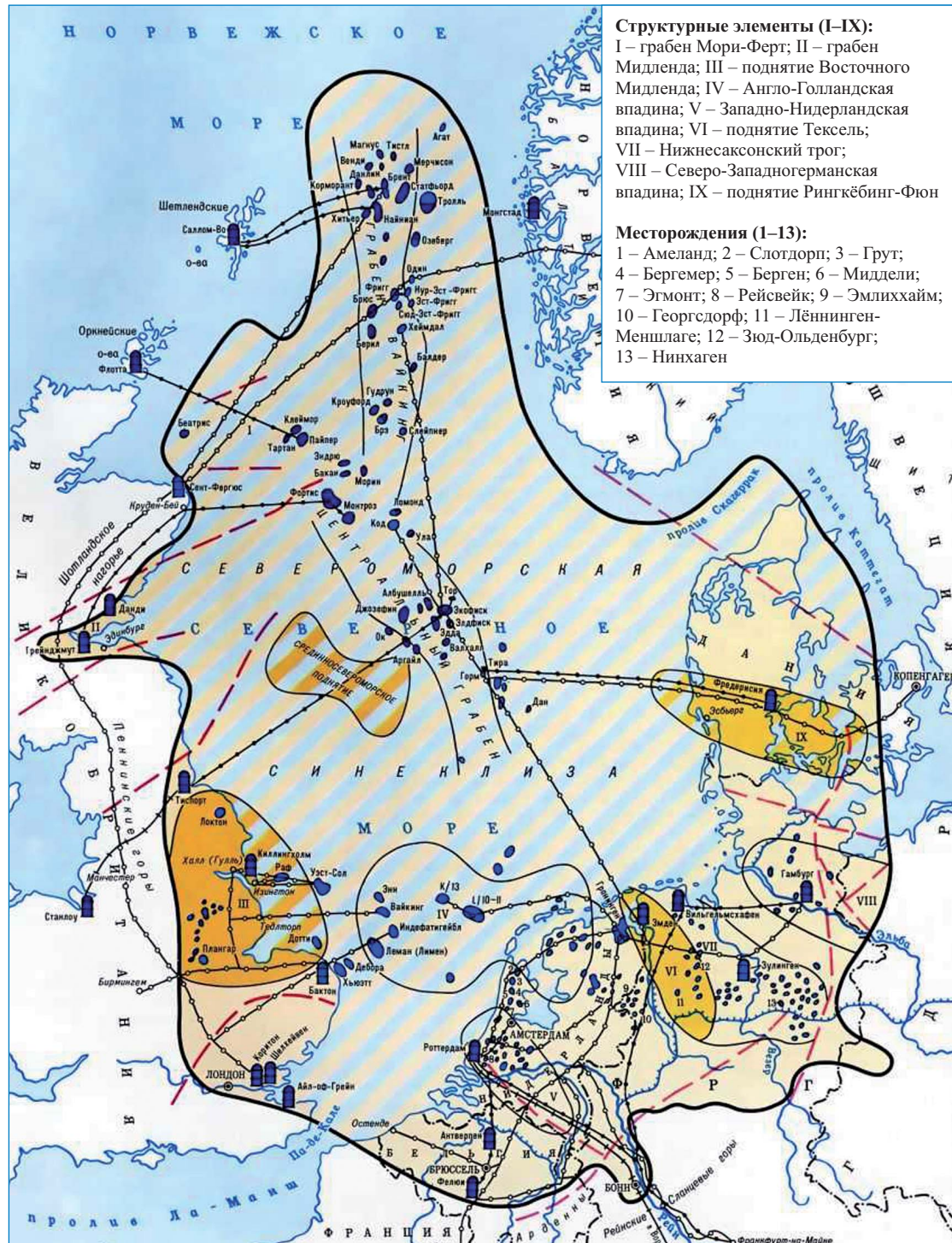


Рис. 2. Нефтегазоносная область Северного моря [4] (специальное содержание разработала Л.А. Файнгерш)

Осадочный чехол мощностью до 12 км представлен морскими и континентальными отложениями от девонского возраста до четвертичных. Региональной покрывкой является мощная соленосная толща верхнепермского возраста (цехштейн). Зоны нефтегазонакопления приурочены в подсолевом комплексе к склонам крупных поднятий, в надсолевом – к грабенам (Вайнинг и Центральный) и впадинам. Преимущественно газоносны отложения каменноугольного, пермского и нижнетриасового возраста; нефтегазоносны отложения среднего и верхнего триаса, юры, мела, палеогена, залегающие на глубинах 100÷4000 м. Коллекторы гранулярные и трещинные, покрывки сложены глинистыми и соленосными породами.

Весь шельф Северного моря поделен между Великобританией, Норвегией, Данией, Германией и Нидерландами на экономические зоны эксплуатации (рис. 3).

К 1986 г. открыто 211 нефтяных и газо-нефтяных, 160 газовых и газоконденсатных месторождений, из них на шельфе – соответственно 97 и 58. Наиболее крупными являются газовые месторождения Гронинген (запасы – 1960 млрд м³), Тролль (1287 млрд м³), Леман (340 млрд м³) и Фригг (300 млрд м³). Глубина шельфовой зоны изменяется от десятков (Леман-Банк – 30, Экофиск – 70) до сотен (Фортис – 115, Берил – 125) метров.

Разработка месторождений на шельфе Северного моря начата в 1967 г. Крупнейшими газодобывающими странами в Европе являются Норвегия (годовая добыча – около 102 млрд м³), Нидерланды (65 млрд м³) и Великобритания (45 млрд м³).

В 2011 г. Норвегия была вторым в мире (после России) экспортером природного газа. Около 95 % норвежского природного газа поставляется по трубопроводам, 5 % – в виде

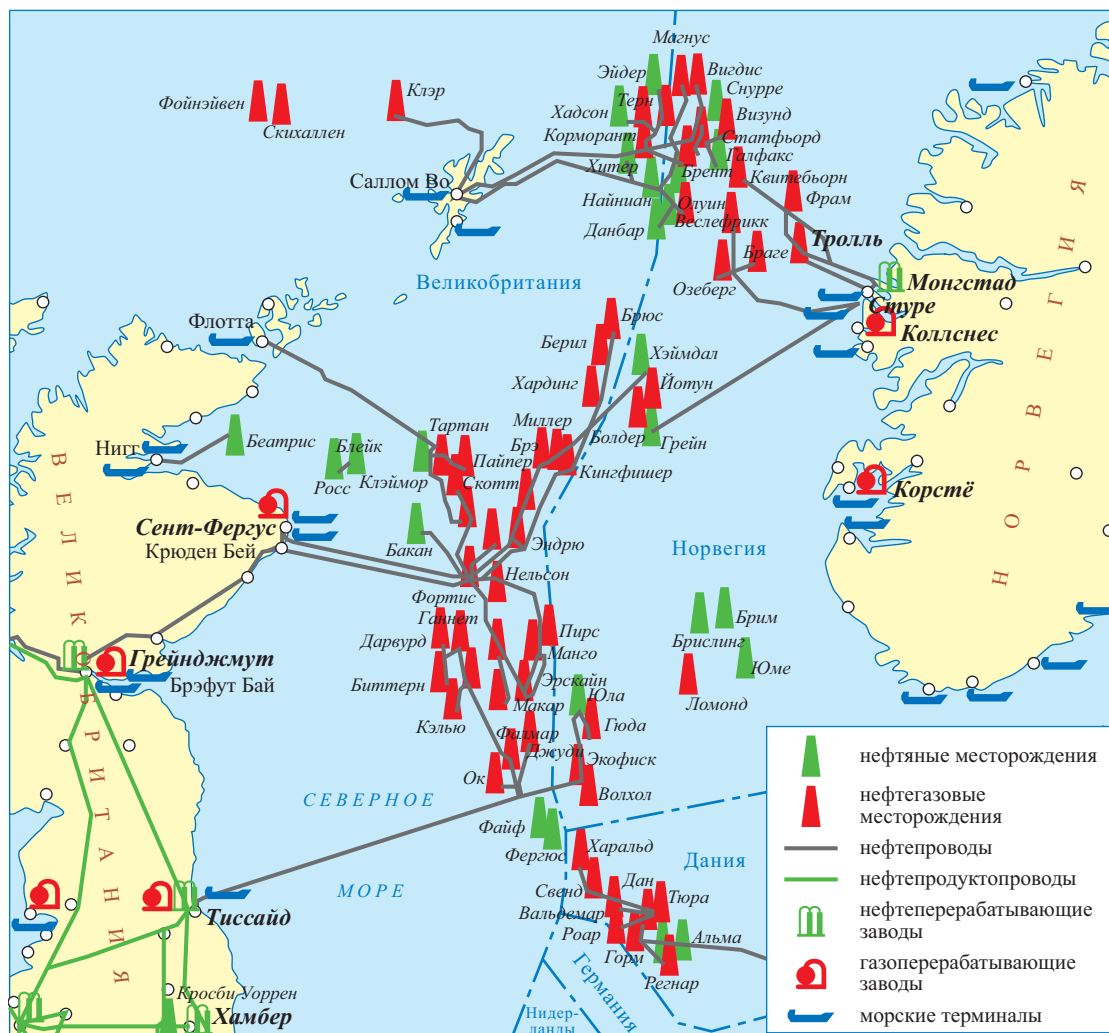


Рис. 3. Нефтяные и нефтегазовые месторождения северной и центральной частей Северного моря [5]

сжиженного природного газа (СПГ). Рост поставок норвежского природного газа в 2005–2010 гг. объясняется в основном увеличением экспорта в Великобританию. В 2010 г. его объем составил 25 млрд м³ – около 30 % всего использованного для внутреннего потребления природного газа в Великобритании. Самым крупным импортером норвежского газа остается Германия – около 30 млрд м³ в год (рис. 4).

Около 50 % газодобычи Норвегии в последние годы обеспечивают два газовых месторождения – Ормен Ланге и Тролль (с запасами 0,4 и 1,3 трлн м³ соответственно). Согласно

прогнозам Норвежского нефтяного директората, в 2012–2015 гг. добыча газа в Норвегии будет оставаться на постоянном уровне – около 110÷115 млрд м³/год. К 2020 г. добыча газа на действующих месторождениях Норвегии снизится до 80÷90 млрд м³ в год и только ввод в эксплуатацию новых месторождений позволит сохранить текущие уровни его добычи (рис. 5).

Этот прогноз учитывает добычу газа на всех известных газовых месторождениях (исходя из остаточных запасов) и на перспективных объектах Норвежского моря, освоение которых планируется начать после 2016 г.

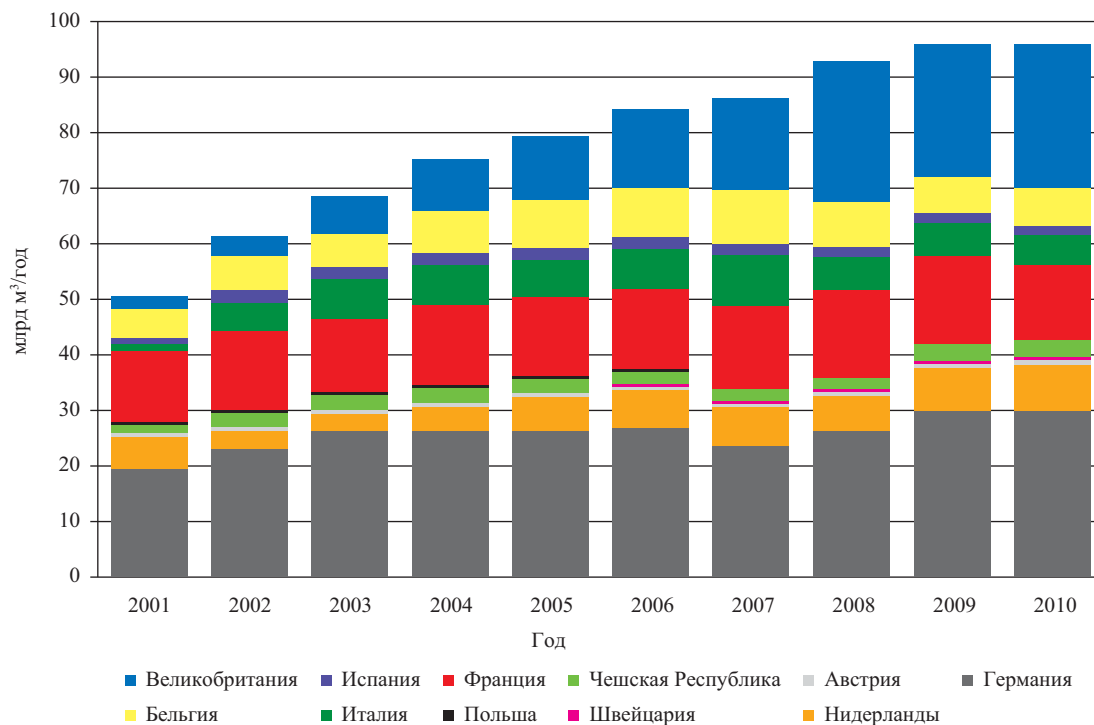


Рис. 4. Объемы импорта норвежского газа европейскими странами [3]

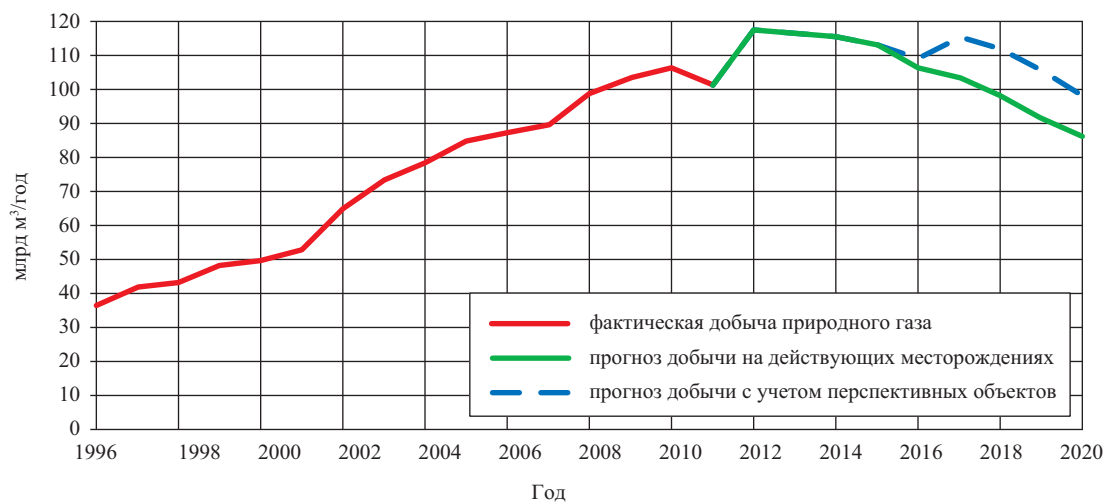


Рис. 5. Прогноз добычи природного газа в Норвегии [6]

К перспективным объектам могут быть отнесены месторождения Аста Ханстин (в прошлом Луфа) с запасами 46 млрд м³, Линорм (24 млрд м³), блок 6506/6-1 (27 млрд м³) и др. Суммарные запасы газа этих месторождений оцениваются в 100 млрд м³, что соответствует годовому объему его экспорта. Добыча газа на этих месторождениях позволит продлить плато производства норвежского природного газа на несколько лет.

Крупнейшие газовые проекты Норвегии, которые могут обеспечить пиковую добычу

газа (не выше 7,5 млрд м³/год) в ближайшие 3÷5 лет, представлены в табл. 2.

В британской зоне Северного моря обнаружено более 80 газовых месторождений с разведанными запасами 0,4 трлн м³ (данные на конец 2011 г.). В настоящее время в Великобритании эксплуатируются 37 месторождений. Крупнейшие газовые проекты, которые могут обеспечить пиковую добычу газа (около 2,0 млрд м³/год) в ближайшие 3÷5 лет (что, однако, не окажет существенного влияния на темпы падения добычи), представлены в табл. 3.

Таблица 2

Крупнейшие нефтегазовые проекты Норвегии [7]

Проект	Год пиковой добычи	Жидкие углеводороды (УВ), тыс. барр./сут	Газ, млн м ³ /сут	Оператор
Brynhild	2014	12		Lundin
Dagny	2015+	65	1,91	Statoil
Edvard Grieg (Luno)-Draupne	2016	130	0,04	Lundin
Ekofisk South	2013+	70		ConocoPhillips
Eldfisk II	2013	70		ConocoPhillips
Goliat	2013	100	1,4	Eni
Gullfaks South	2014			Statoil
Hild	2016			Total
Luva	2013		6,2	Statoil
Marulk	2012	35		Statoil
Skarv-Idun	2011	90	6,87	BP (m-e Skarv), Statoil (m-e Idun)
Trestakk	2013	40	1,24	Statoil
Valemon	2015			Statoil
Visund South	2012			Statoil
Valhall	2011	150	1,81	BP
Итого		762	19,47	

Таблица 3

Крупнейшие нефтегазовые проекты Великобритании [7]

Проект	Год пиковой добычи	Жидкие УВ, тыс. барр./сут	Газ, млн м ³ /сут	Оператор
Alder	2014	9	0,83	Chevron
Cheviot	2013	25	0,52	ATP
Ekofisk South	2014	70		ConocoPhillips
Eldfisk II	2015	70		ConocoPhillips
Fram	2015+	20	1,45	Shell
Fyne	2013	19		Antrim
Golden Eagle, Peregrine	2014+	70		CNOOC
Huntington	2012	27	0,62	E.On Ruhrgas
Jasmin	2013	86		ConocoPhillips
Kinnoull	2013	35	0,31	BP
Laggan-Tormore	2011	90		Total
Rosebank	2015+			Chevron
Shiehallion, Loyal	2016	130	1,29	BP
Итого		651	5,02	

Пик добычи газа в Великобритании был пройден в 2000 г., и за последние 10 лет добыча снизилась более чем вдвое: со 105 млрд м³ в 2001 г. до 45 млрд м³ в 2011 г. В последние годы добыча газа в британском секторе Северного моря сокращалась в среднем на 7 % в год, а в 2011 г. сократилась на 20 % по сравнению с 2010 г. (рис. 6). По этой причине в последние 5 лет Великобритания удвоила объемы импорта газа до 40 млрд м³/год. Главным поставщиком СПГ в Великобританию в 2011 г. стал Катар, поставивший около 21 млрд м³.

По состоянию на конец 2011 г. доказанные запасы газа Нидерландов составляли 1,3 трлн м³, 75 % из которых сосредоточено в пределах крупнейшего в Европе континентального месторождения газа Гронинген, 13 % – на континентальном шельфе страны. Добыча газа в Нидерландах в 2011 г. составила 64 млрд м³. В структуре валовой добычи газа на долю ме-

сторождения Гронинген приходится около 65 % всей добычи в стране, на шельфовые месторождения – 25 %. Всего в начале 2011 г. в эксплуатации находилось 239 месторождений газа, в том числе 137 – на шельфе.

Нидерланды – единственный в Европейском союзе нетто-экспортер газа. В 2011 г. страной было экспортировано 52,9 млрд м³, при импорте 21,8 млрд м³ (в том числе 0,3 млрд м³ СПГ). Основным импортером газа является Германия, крупные поставки осуществляются также в Италию, Великобританию, Францию и Бельгию.

Проанализировав ресурсную базу и прогнозы добычи газа основных добывающих стран Европы, авторы статьи пришли к выводу, что к 2020 г. суммарный объем добычи газа европейских стран снизится с 280 до 230 млрд м³. Снижение объемов добычи произойдет во всех странах, кроме Норвегии (рис. 7).

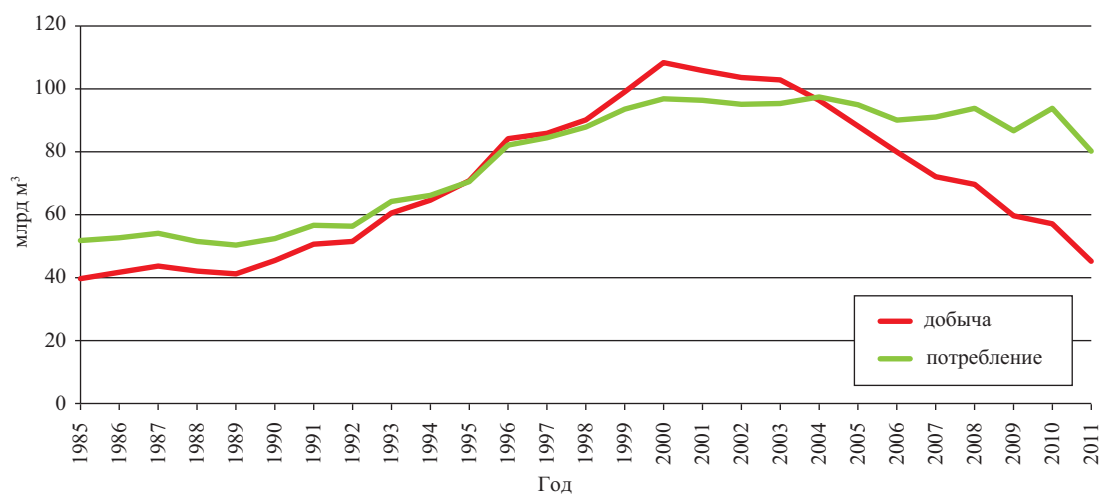


Рис. 6. Динамика газового баланса Великобритании [3]

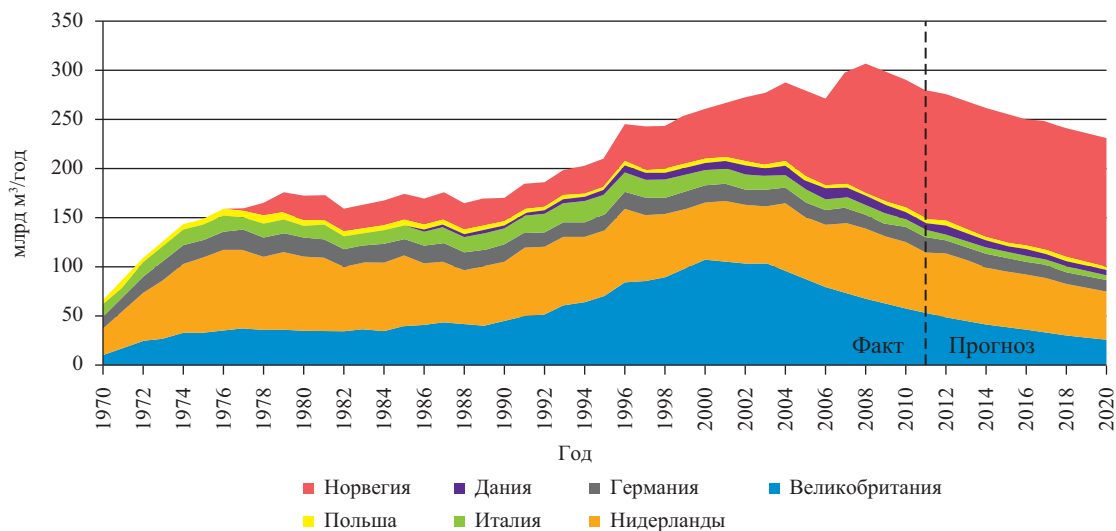


Рис. 7. Динамика добычи газа европейских стран, входящих в ОЭСР [2]

Согласно прогнозу, выполненному на основе доказанных запасов, добыча газа в европейских странах в 2030 г. не превысит 140 млрд м³. Проведенные авторами расчеты подтверждаются данными, полученными ИНЭИ РАН и Российским энергетическим агентством, согласно которым внутренняя добыча газа в Европе к 2020 г. упадет на 25÷30 %. Маловероятно, что европейским странам удастся компенсировать такое падение добычи за счет внутренних ресурсов газа.

В настоящее время в Европе проводится изучение ряда перспективных геологических структур с целью оценки ресурсов нетрадиционного, в основном сланцевого газа. Однако оценить возможности его добычи проблематично, поскольку исследования находятся на начальном этапе. По оценке авторов настоящей статьи, даже в случае успешного освоения запасов сланцевого газа к 2030 г. доля импорта газа европейскими странами, скорее всего, существенно вырастет – с 230 до 450 млрд м³.

Наращивание европейскими странами мощностей по импорту СПГ может покрыть

весь прирост спроса на газ, который в среднесрочной перспективе будет расти в среднем на 1,3 % в год, достигнув к 2020 г. 550 млрд м³ (по сравнению с 513 млрд м³ в 2011 г.).

К пяти ведущим европейским поставщикам СПГ относятся: Катар (объем годового экспорта – 43,4 млрд м³), Алжир (16,8 млрд м³), Нигерия (15,7 млрд м³), Египет (4,3 млрд м³), Тринидад и Тобаго (3,9 млрд м³). В долгосрочной перспективе импорт СПГ в Европу, скорее всего, будет увеличиваться. В настоящее время уже существует целый ряд перспективных проектов по импорту СПГ из стран Северной и Восточной Африки, Восточного Средиземноморья. В ближайшие 3–5 лет дополнительная мощность заводов по импорту СПГ, строящихся в европейских странах, возрастет до 26 млн т/год (35,4 млрд м³/год) (табл. 4).

По оценке некоторых экспертов, в 2030 г. совокупный спрос на природный газ в регионе может превысить 600 млрд м³/год, а в 2050 г. – 680 млрд м³ (рис. 8).

Однако учитывая, что европейский энергетический рынок еще в докризисное время

Таблица 4

Строящиеся в Европе регазификационные терминалы СПГ [8]

Страна	Проект	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, млн т/год	Мощность, млрд м ³ /год	Участники проекта
Португалия	Sines LNG (Expansion Phase)	2012	2,0	2,7	REN
Италия	Livorno (OS)	2013	2,7	3,7	E.On Ruhrgas, IREN, OLT Energy, Golfr
Испания	EI Musel (Gijon)	2013	5,8	7,9	Enagas
Испания	Bilbao (Expansion)	2014	2,5	3,4	Enagas, EVE, RREEF Infraestructura
Польша	Swinoujscie	2014	3,6	4,9	Gas-system S.A.
Франция	Dunkirk	2015	9,4	12,8	EDF, Fluxys, Total
Итого			26,0	35,4	

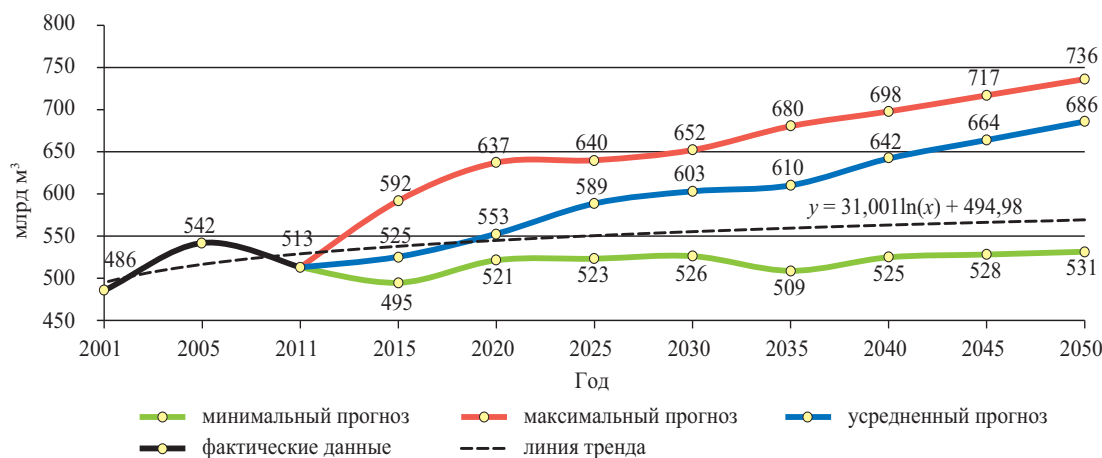


Рис. 8. Прогнозы спроса на природный газ в странах Европы, входящих в ОЭСР

вступил в стадию насыщения, свойственную развитым экономикам, в ближайшие десятилетия спрос на газ будет оставаться на текущем уровне 510÷530 млрд м³, если экономический кризис не будет преодолен благодаря развитию альтернативной энергетики и повышению энергоэффективности.

Проведенный анализ показывает, что к 2020 г. суммарный спрос на газ в европейских странах будет превышать собственную добычу на 300 млрд м³ в год. Этот показатель может увеличиться до 450 млрд м³ к 2030 г. при условии сохранения темпов роста спроса на газ. По расчетам Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», незаконтрактованный объем газа в 2020 г. может составить око-

ло 50 млрд м³, что создает определенные перспективы для увеличения поставок в Европу российского газа. Однако нельзя исключить увеличение импорта СПГ из стран Ближнего Востока, Африки и Азии благодаря его более низкой стоимости в сравнении с российским трубопроводным газом.

В настоящее время на фоне снижающегося спроса на газ на европейском рынке все более привлекательным для российских производителей становится растущий азиатский рынок. Одним из направлений увеличения экспортных поставок ОАО «Газпром» может стать наращивание объемов СПГ за счет добычи газа на Дальнем Востоке и п-ове Ямал.

Список литературы

1. Oil&Gas Journal. – 2012, December. – С. 28–31.
2. IEA Statistics // Natural Gas Information, 2012.
3. BP Statistical Review of World Energy. – 2012. – June.
4. Горная энциклопедия. – <http://www.mining-enc.ru>.
5. Топливо-энергетический комплекс России-XXI: атлас. – М.: ИНКОТЭК, 2011.
6. Ликверн Р. Добыча газа в Норвегии и прогноз до 2020 года / Р. Ликверн. – 2012. – <http://voprosik.net>.
7. Oil&Gas Journal. – 2012, October. – С. 70–82.
8. Proceed of the 25th World Gas Conference (Programme Committee B) in Kuala Lumpur, Malaysia, June 2012. – Kuala Lumpur, 2012.