

ИНСТИТУТ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Н.М. Байков, Р.Н. Гринкевич

**ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТЭК
В МИРЕ до 2035 г.**

Москва
ИМЭМО РАН
2012

УДК 338.12.017
ББК 65.304.13(0)-2
Ба 12

Серия «Библиотека Института мировой экономики и международных отношений»
основана в 2009 году

Ба 12

**Байков Н.М., Гринкевич Р.Н. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире до 2035 г. –
М.: ИМЭМО РАН, 2012 – 60 с.**

ISBN 978-5-9535-0352-5

В работе рассмотрены основные тенденции потребления и производства топливно-энергетических ресурсов в мире в целом и по отдельным крупным регионам стран ОЭСР и развивающимся странам. Дан анализ воздействия на развитие ТЭК новых тенденций, оказывающих значительное влияние на темпы потребления и производства отдельных видов первичных энергоресурсов. В работе также рассмотрены проблемы развития мировой торговли отдельными видами первичных энергоресурсов.

Baikov N.M., Grinkevich R.N. Forecast of development of fuel and energy in the world to 2035. Main trends are considered on the consumption and production of energy resources in the world as a whole and in separate basic regions of OECD and Non-OECD countries. Analyses are given of new trends in the development of the energy industry rendering considerable influence on the consumption and production rate of separate kinds of primary energy resources. Main trends also considered of world trade with separate kinds of primary energy resources.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <http://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0352-5

© ИМЭМО РАН, 2012
© Байков Н.М., Гринкевич Р.Н., 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	7
1.1. Потребление нефти в мире	7
1.1.1. Прогноз мировых цен на нефть.....	8
1.2. Прогноз потребления нефти по основным регионам мира	8
1.3. Прогноз объемов добычи традиционных и нетрадиционных нефтей в мире	9
2. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ.....	17
2.1. Потребление природного газа по регионам мира.....	17
2.2. Потребление природного газа в странах ОЭСР	19
2.3. Потребление природного газа в развивающихся странах мира	22
2.4. Прогноз добычи природного газа в мире	24
2.4.1. Прогноз добычи природного газа в странах ОЭСР	26
2.4.2. Прогноз добычи природного газа в развивающихся странах	27
2.5. Мировая торговля природным газом.....	31
3. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	37
3.1. Потребление угля странами ОЭСР	38
3.2. Потребление угля развивающимися странами.....	39
3.3. Прогноз добычи угля в мире	42
3.4. Мировая торговля углем	42
3.5. Импорт угля в мире	43
3.6. Экспорт угля в мире.....	45
3.7. Запасы угля в мире.....	49
4. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА.....	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59

ВВЕДЕНИЕ

Прогнозом развития отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) занимаются многие межправительственные и правительственные организации, включая и транснациональные нефтяные компании. При составлении прогнозов на долгосрочный период трудно учесть все ожидаемые в перспективе факторы, воздействующие на прогнозные показатели развития отраслей энергетического комплекса. Наиболее успешно эти факторы учитываются прогнозами, разрабатываемыми в течение многих десятилетий Администрацией по информации в области энергетики при Министерстве энергетики США (Energy Information Administration – EIA)¹ и Международным энергетическим агентством (International Energy Agency – IEA)².

Последние прогнозы развития отраслей ТЭК до 2035 г. этих двух организаций опубликованы в сентябре и ноябре 2011 г. В данной работе авторы ставили целью ознакомить читателей с основными показателями производства и потребления первичных энергоресурсов (ПЭР), более подробно рассмотрены прогнозные показатели производства и потребления нефти, природного газа, угля и электроэнергетики в мире и его отдельных регионах, что представляет особый интерес для работников топливно-энергетического комплекса.

По средним вариантам обоих прогнозов до 2035 г. ожидается рост потребления всех видов ПЭР. Однако по прогнозу EIA рост потребления ПЭР ожидается с 17,865 млрд. т у. т в 2010 г. до 27,710 млрд. т у. т. (ежегодный темп роста потребления порядка 1,8 %), а по прогнозу IEA несколько меньший рост с 19,421 млрд. т у. т. в 2010 г. до 25,800 млрд. т у. т. (ежегодный темп роста 1,05 %) (табл. 1).

В обоих прогнозах ожидается снижение доли потребления органических видов топлива в общем объеме потребления ПЭР. По прогнозу EIA ожидается снижение их доли с 83,5% в 2010 г. до 79,1% к 2035 г., по прогнозу IEA – с 81,0% до 75,0%.

За тот же период в обоих прогнозах обосновывается рост доли потребления неорганических видов топлива: по прогнозу EIA – с 16,5% до 20,9%, по прогнозу IEA – с 19,0 до 25,0%.

Такой резкий рост потребления неорганических видов топлива в обоих прогнозах связан со стремлением ограничить в долгосрочной перспективе до 2035 г. рост средней мировой температуры на 2° по Цельсию, так как до 80% выбросов в атмосферу парниковых газов происходит за счет сжигания на тепловых электростанциях топлива органического происхождения. Нарращивание объемов выработки электроэнергии на без углеродных видах топлива потребует огромных капиталовложений. Если это не будет сделано, то каждый доллар инвестиций, не поступивших в электроэнергетику до 2020 г., обернется дополнительно 4,3 долларами, вложенными после 2020 г., чтобы компенсировать рост выбросов.

При оценке прогнозных показателей развития отраслей ТЭК необходимо принимать во внимание такой важнейший показатель, как ожидаемые темпы экономического роста, а также возможные изменения численности населения, мировых цен на нефть и осуществляемые меры по внедрению энергосберегающих технологий.

¹ “International Energy Outlook 2011”. US, Washington, DOE/EIA, September 2011. 292 p.
[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

² “World Energy Outlook”. France, Paris, IEA, November 2011. 696 p.
http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2011/es_russian.pdf

Темпы роста ВВП в мире за прогнозный период ожидаются на уровне 3,4 % в год, в том числе в развивающихся странах 4,6 % в год и в странах ОЭСР – 2,1 % в год. Из-за высоких темпов роста экономики ведущее положение по объему потребления ПЭР будут занимать развивающиеся страны.

Таблица 1

Показатели потребления ПЭР до 2035 г. по прогнозам ЕІА и ІЕА

Показатели	Г о д ы						Темпы ежегодного роста, %%
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	
По прогнозу ЕІА							
Потребление ПЭР в мире (млрд. т у. т.)	17,865	20,650	22,300	24,170	25,975	27,710	1,6
По прогнозу ІЕА							
Потребление ПЭР в мире (млрд. т у. т.)	19,421	20,540	22,160	23,530	24,470	25,800	1,1

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011". US, Washington, DOE/EIA, September 2011. 2. "World Energy Outlook". France, Paris, IEA, November 2011.

Если в 2010 г. развивающиеся страны потребляли ПЭР на 7 % больше, чем страны ОЭСР, то уже к 2020 г. ожидается их потребление больше на 38,0 % и к 2035 г. на 67,0 %. Ожидаемые темпы роста экономики отдельных стран будут различаться между собой как в странах ОЭСР, так и развивающихся странах. Хотя в США официально заявили о завершении рецессии, однако восстановление развития экономики идет медленными темпами, в то время как в странах ЕС это восстановление идет еще более медленными темпами. Замедление развития экономики Японии отмечалось еще до разрушительного землетрясения в марте 2011 г., однако в настоящее время состояние экономики стало еще более неопределенным. В отличие от стран ОЭСР наиболее высокими темпами развитие экономики ожидается в развивающихся странах Азии. К двум странам, которые в наименьшей степени были охвачены глобальной рецессией, относятся КНР и Индия. За этими странами сохраняются самые высокие темпы экономического развития.

Исходя из темпов развития экономики в мире в таблице 2, приведены показатели потребления первичных энергоресурсов в мире и по отдельным регионам за 2010–2035 гг.

В мире в прогнозный период ожидается рост потребления ПЭР на 55,0 % с 17865 млн. т у. т. в 2010 г. до 27710 млн. т у. т. к 2035 г. (рост на 9845 млн. т у. т.) при ежегодных темпах прироста 1,8 %.

Таблица 2

Прогноз потребления первичных энергоресурсов в мире и по регионам за 2010–2035 гг. (млн. т у.т.)

Регионы	Годы						Темпы прироста в %
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	
1	2	3	4	5	6	7	8
Страны ОЭСР							
В т.ч.: страны Америки	8645	9015	9380	9710	10040	10375	0,7
Европы	4350	4540	4710	4890	5100	5320	0,8
Азии	2910	3010	3130	3230	3305	3375	0,6
	1385	1465	1540	1590	1635	1680	0,7
Развивающиеся страны							
в т.ч. Европы и Евразии	9220	11635	12920	14460	15935	17335	2,6
в т.ч. Россия	1785	1850	1880	1945	2015	2100	0,6
Азии	990	1030	1065	1105	1145	1200	0,8
Ближнего Востока	4880	6780	7740	8870	9875	10755	3,2
Африки	905	1115	1220	1340	1485	1630	2,4
Центральной и Южной Америки	665	775	850	935	1025	1130	2,1
	985	1115	1230	1370	1535	1720	2,3
Мир в целом	17865	20650	22300	24170	25975	27710	1,8

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011", US, Washington, DOE/EIA. September 2011. 2. "World Energy Outlook". IEA. Paris, December 2011.

В развивающихся странах ожидается самый высокий рост потребления ПЭР на 88,0 % с 9220 млн. т у. т. в 2010 г. до 17335 млн. т у. т. (рост на 8115 млн. т у. т.) при ежегодных темпах прироста 2,6 %. В странах ОЭСР ожидается рост потребления ПЭР на 20,0 % с 8645 млн. т у. т. в 2010 г. до 10875 млн. т у. т. к 2035 г. (рост на 1730 млн. т у. т.) при ежегодных темпах прироста 0,7 %.

Наибольшие объемы потребления ПЭР ожидаются в КНР и Индии. С 1990 г. доля потребления ПЭР в этих странах по отношению к их потреблению в мире выросла с 10 % до 21 % в 2010 г. Несмотря на значительные колебания потребления ПЭР во многих странах в период рецессии в КНР и Индии происходил уверенный рост их потребления, что связано с высокими темпами их экономического развития соответственно в 12,4 % и 6,9 % в 2010 г. В то же самое время в США потребление ПЭР снизилось на 5,3 % и впервые потребление ПЭР в КНР превысило уровень ее потребления в США. За прогнозный период можно ожидать как высоких темпов экономического развития в КНР и Индии, так и фактического роста потребления ПЭР в два раза. Потребление ПЭР в этих странах к 2035 г. составит почти 31 % от общего объема их потребления в мире. К 2035 г. потребление ПЭР в КНР фактически превысит на 68 % их потребление в США.

За прогнозный период наибольший рост потребления ПЭР в 120 % ожидается в развивающихся странах Азии. Однако значительный рост потребления ПЭР ожидается и в других регионах развивающихся стран. Например, в странах Ближнего Востока в связи с быстрым ростом численности населения и наличием огромных запасов энергоресурсов рост потребления энергии в 80 % ожидается к 2035 г. В развивающихся странах Центральной и Южной Америки рост потребления ПЭР ожидается на уровне 75 % и на 70 % в странах Африки. Наименьший рост потребления ПЭР в 18 % ожидается в развивающихся странах Европы и Евразии, куда входят Россия и бывшие союзные республики СССР. В России ожидается минимальный рост потребления ПЭР всего на 1,2 % с 990 млн. т у. т. в 2010 г. до 1200 млн. т у. т. к 2035 г. при ежегодных темпах прироста в 0,8%. Низкие темпы роста потребления ПЭР в России объясняются продолжающейся ориентацией страны на наращивание объемов экспорта ПЭР, что будет сдерживать развитие в стране высоко технологичных перерабатывающих отраслей экономики.

1. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

1.1. Потребление нефти в мире

За прогнозный период в мире намечается рост потребления всех видов первичных энергоресурсов. В связи с тем, что за прогнозный период ожидается сохранение относительно высоких цен на нефть³, поэтому темпы роста потребления жидких видов топлива будут самыми низкими. В среднем темпы роста потребления жидких видов топлива ожидаются на уровне 1 % в год, в то время как темпы роста потребления всех видов энергоресурсов ожидаются на уровне 1,6 % в год. Наиболее высокими темпами в 2,8 % в год ожидается рост потребления возобновляемых источников энергии.

Несмотря на ожидаемые низкие темпы роста потребления нефти по объему ее потребления вплоть до 2035 г. будет превышать объем потребления других источников энергии. За прогнозный период рост потребления нефти ожидается только в секторах промышленности и на транспорте при сокращении ее потребления в электроэнергетике и в жилом и коммерческом секторах. В этих секторах, где возможно, будет происходить постепенное замещение нефти альтернативными источниками энергии. Несмотря на сохранение высоких цен на нефть в транспортном секторе потребление жидких видов топлива будет расти, что связано в долгосрочной перспективе с трудностями технологических прорывов по замещению этого вида топлива другими источниками энергии.

Потребление нефти по прогнозу EIA вырастет с 4,396 млрд. т в 2010 г. до 5,610 млрд. т к 2035 г. при ежегодном темпе роста в 1,0 %. По прогнозу IEA потребление нефти за соответствующий период вырастет с 4,350 млрд. т до 4,950 млрд. т при ежегодном темпе роста в 0,5 %. В прогнозе IEA объемы потребления нефти и темпы ежегодного роста несколько ниже аналогичных показателей прогноза EIA, что связано с более строгим подходом к сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу за счет сжигания органических видов топлива, в том числе нефти.

В обоих прогнозах предусмотрено снижение доли нефти в общем объеме потребления ПЭР. По прогнозу EIA доля нефти снижается с 35,2 % в 2010 г. до 28,9

³ Зарубежные эксперты под нефтью подразумевают все виды жидкого топлива, куда входят все продукты нефтепереработки, жидкие продукты газоперерабатывающих заводов, биотопливо, а также жидкие виды топлива, получаемые из угля и природного газа. Чтобы не отходить от общепринятой мировой практики, в данной статье под нефтью подразумеваются все виды жидкого топлива.

% к 2035 г., а в прогнозе IEA за соответствующий период с 32,0 % до 27,4 %. Несмотря на такое снижение, нефть до конца прогнозного периода по объему потребления сохранит за собой первое место среди остальных ПЭР.

1.1.1. Прогноз мировых цен на нефть

Выявление воздействия мировых цен на нефть на общие объемы потребления первичных энергоресурсов представляет чрезвычайно сложную проблему.

Особенно резкие изменения мировых цен на нефть имели место в последние несколько лет: с \$145 за баррель в июле 2008 г. до \$30 за баррель в декабре 2008 г., когда из-за наступившего глобального спада экономики произошло резкое сокращение спроса на нефть и соответственно упали цены на нефть. Однако в последние годы в результате растущего спроса на нефть и социальные конфликты в ряде нефтедобывающих стран Северной Африки и Ближнего Востока цены на нефть выросли.

Несмотря на замедленные темпы роста потребления нефти в странах ОЭСР и более высокие темпы потребления нефти в развивающихся странах за прогнозный период можно ожидать рост значительных объемов потребления нефти в мире в целом. Это не может не сказаться на росте мировых цен на нефть. В связи с предстоящим выходом разведки и разработки нефтяных месторождений в труднодоступные регионы мира ожидается значительный рост затрат на производство этих работ. Это может оказать решающее влияние на медленный рост мировых цен на нефть до 2035 г. По прогнозу EIA цена на нефть может вырасти до \$125 за баррель (в ценах 2009 г.), по прогнозу IEA – до \$120 за баррель.

1.2. Прогноз потребления нефти по основным регионам мира

Наиболее высокие объемы потребления жидких видов топлива ожидаются в развивающихся странах, что, прежде всего, связано с высокими темпами экономического развития, особенно в отраслях индустриального сектора, а также быстрым ростом использования транспортных средств. В развивающихся странах Азии ожидается наибольший объем прироста спроса на нефть в объеме более 865 млн. т или более 71 % от общего объема прироста спроса на нефть в мире. Среди этих стран в КНР ожидается рост спроса на нефть в объеме около 455 млн. т, в Индии – более 230 млн. т.

Некоторый рост спроса на нефть ожидается также в странах Ближнего Востока и в странах Центральной и Южной Америки, соответственно в объемах 145 и 125 млн. т.

В странах ОЭСР за прогнозный период спрос на нефть будет расти медленными темпами из-за относительно низких темпов роста экономики порядка 2,1 % в год, а также некоторого сокращения численности населения. Помимо этого замедление темпов роста спроса на нефть также будет связано с проводимыми многими странами ОЭСР мерами, направленными на снижение потребления топлива, прежде всего, на автомобильном транспорте. Под этим подразумеваются принятые более жесткие стандарты, направленные на снижение расхода топлива, а также меры, поощряющие население к продаже старых и менее эффективных автомобилей и замены их более новыми с меньшим расходом топлива.

За прогнозный период ожидается снижение расхода нефти в Японии темпом 0,05 % в год (по 0,88 млн. т в год), в странах Западной Европы – темпом 0,15 % в год (по 1,2 млн. т в год).

В результате различных темпов роста экономики в странах ОЭСР и развивающихся странах к 2020 г. потребление нефти в последних превысит потребление нефти в странах ОЭСР. К 2035 г. ожидается превышение потребления нефти в развивающихся странах по сравнению со странами ОЭСР на 23 %. В КНР при высоких темпах роста потребления нефти в 3,0 % в год общий объем ее потребления может составить к 2035 г. 845 млн. т. Однако к 2035 г. этот уровень все же останется ниже уровня потребления нефти в США.

1.3. Прогноз объемов добычи традиционных и нетрадиционных нефтей в мире

В обоих прогнозах предусмотрено постепенное снижение доли добычи традиционных нефтей в общем объеме добычи нефти с 95,2 % в 2010 г. до 88,3% к 2035 г. и соответствующего роста доли добычи нетрадиционных нефтей. В табл. 1.1. приведены данные о росте добычи традиционных и нетрадиционных нефтей с 4313 млн. т в 2010 г. до 5610 млн. т к 2035 г. (рост на 1297 млн. т), из них львиная доля роста в объеме 850 млн. т приходится на традиционные нефти и нетрадиционные – 447 млн. т. Темпы роста добычи традиционных нефтей составят порядка 0,7% в год, нетрадиционных – 4,7% в год. Такие высокие темпы роста добычи нетрадиционных нефтей связаны весьма низким объемом их добычи в начале прогнозного периода – всего в 208 млн. т по сравнению с добычей традиционных нефтей в объеме 4105 млн. т.

Наибольший объем роста добычи традиционных нефтей за прогнозный период ожидается в странах ОПЕК в 505 млн. т с 1755 млн. т в 2010 г. до 2260 млн. т к 2035 г. В тоже время в странах, не входящих в ОПЕК, за этот период ожидается рост только в объеме 345 млн. т. В странах, не входящих в ОПЕК, наибольший объем роста добычи нефти за прогнозный период будет наблюдаться в России, США, Бразилии и Канаде. В странах ОПЕК – в основном в Саудовской Аравии.

За прогнозный период ожидается рост конкурентоспособности добычи нетрадиционных нефтей, однако, рост их добычи будет сдерживаться экологическими проблемами, связанными с разработкой битуминозных песков в Канаде и ожидаемым недостатком инвестиций при разработке сверхтяжелых нефтей в Венесуэле.

Несмотря на эти трудности за прогнозный период будет наблюдаться постепенное наращивание добычи нетрадиционных нефтей с 208 млн. т в 2010 г. до 655 млн. т к 2035 г. Львиная доля роста добычи нетрадиционных нефтей со 172 млн. т в 2010 г. до 570 млн. т в 2035г. ожидается в странах, не входящих в ОПЕК, в то же время в странах ОПЕК только с 36 млн. т в 2010 г. до 85 млн. т к 2035 г

При сложившихся трудностях с наращиванием объемов добычи нетрадиционных нефтей за прогнозный период все же намечается значительный рост добычи, прежде всего, битумов с 78 млн. т до 240 млн. т, биологического топлива – с 75 млн. т до 145 млн. т, сверхтяжелых нефтей – с 36 до 75 млн. т и из угля – с 10 до 85 млн. т.

Таблица 1.1.

Прогноз добычи традиционных и нетрадиционных нефтей в мире за
2010–2035 гг. (млн. т)

Сорта нефти	Г о д ы						Темп ежегодного роста, %%
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	
1	2	3	4	5	6	7	8
Добыча традиционных нефтей в мире	4105	4360	4490	4680	4825	4955	0,7
в том числе:							
в странах, не входящих в ОПЕК	2350	2480	2515	2595	2655	2695	0,5
в странах ОПЕК	1755	1880	1975	2085	2170	2260	1,0
Добыча нетрадиционных нефтей в мире	208	305	390	480	575	655	4,7
в том числе:							
в странах за пределами ОПЕК	172	255	325	405	495	570	4,9
в странах ОПЕК	36	50	65	75	80	85	3,5
Добыча нетрадиционных нефтей в мире по видам:							
сверхтяжелые нефти	36	40	55	60	70	75	3,0
битумы	78	115	145	175	205	240	4,6
(переработанные)							
производство жидких видов топлива из угля	10	15	25	40	65	85	8,9
производство жидких видов топлива из газа	6	15	15	15	15	15	3,7
сланцевая нефть	3	25	35	55	75	90	16,0
биологическое топливо	75	95	115	135	140	145	2,6
Общая добыча традиционных и нетрадиционных нефтей в странах, не входящих в ОПЕК	2522	2735	2840	3000	3150	3265	1,05
то же в странах ОПЕК	1791	1930	2040	2160	2250	2375	1,15
Общая добыча традиционных и нетрадиционных нефтей в мире	4313	4665	4880	5160	5400	5610	1,1

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011". US, Washington, DOE/EIA, September 2011.
2. "World Energy Outlook". France, Paris, IEA, November 2011.

Наименьшие объемы добычи жидких видов топлива намечаются из природного газа и сланцев. Однако основными факторами, способствующими дальнейшему росту добычи нетрадиционных нефтей, являются сохранение установившихся высоких цен на нефть, совершенствование технологий разведки и разработки, направленные на повышение коэффициента извлечения нефти.

Прогноз падения добычи традиционных нефтей в странах, не входящих в ОПЕК. По среднему варианту прогноза до 2035 г. произойдет падение добычи нефти более чем на 58 млн. т только в Мексике и Северном море. Наибольший объем падения добычи нефти ожидается в странах ОЭСР Европы, где объем добычи нефти может снизиться с 247 млн. т в 2010 г. до 150 млн. т к 2035 г. За прогнозный период в этом регионе не имеется возможностей приступить к разработке новых месторождений, которые компенсировали бы падающую добычу на существующих месторождениях. Перспективы падения добычи нефти в Северном море, прежде всего, связаны с продолжающимся истощением ресурсов нефти, несмотря на стремление нефтедобывающих стран этого региона поддерживать привлечение инвестиций и обеспечивать открытый доступ к разработке ресурсов.

В Мексике к 2025 г. ожидается падение добычи нефти примерно до 70 млн. т и некоторый рост к 2035 г. до 85 млн. т. Падение добычи нефти в Мексике в предстоящий краткосрочный период в основном ожидается из-за недостатка инвестиций. Однако страна все еще располагает потенциальными ресурсами нефти и наращивание объемов добычи нефти в долгосрочной перспективе будет зависеть от привлечения на приемлемых условиях иностранных компаний для разведки и разработки этих ресурсов.

Прогноз роста добычи нефти в странах, не входящих в ОПЕК. Наибольший объем роста добычи жидких видов топлива в этой группе стран ожидается в Бразилии со 126 млн. т в 2010 г. до 205 млн. т к 2035 г. Из этого объема почти 145 млн. т может составить добыча традиционной нефти. Такой значительный рост добычи традиционной нефти в кратко- и среднесрочный периоды связан с наращиванием объемов добычи на уже находящиеся в разработке месторождениях, а также открытых и перспективных к открытию месторождениях. Они находятся в бассейне Campos и Santos, включая крупное месторождение Turí и прилегающие к нему месторождения Guara и Lara, и позволят в долгосрочный период осуществить дальнейшее наращивание объемов добычи нефти.

В вышеупомянутых бассейнах могут быть разведаны ряд других крупных месторождений. Колоссальные потенциальные ресурсы подсолевых отложений в Бразилии в совокупности с национальной энергетической стратегией по индустриализации страны позволили принять новый закон о нефти. Основное изменение закона касается требования того, что компания Petrobras является единственным оператором при разработке всех подсолевых месторождений с долей участия в капитале в 30 %.

Компания Petrobras все время подтверждает, что является лидером в разработке глубоководных морских месторождений и располагает техническими средствами для разработки подсолевых отложений. Однако компания вряд ли будет располагать финансовыми, трудовыми и другими ресурсами для разработки этих месторождений собственными силами.

В дополнение к росту добычи традиционных нефтей Бразилия будет также наращивать объемы производства биотоплива с 29 млн. т в 2010 г. до 85 млн. т к

2035г. Такой рост будет достигнут за счет увеличения посевов этанолсодержащих растений и, прежде всего, сахарного тростника, из которого при меньших затратах вырабатывается наибольший объем этанола.

В США также ожидается значительный рост добычи нефти. В этой стране за прогнозный период добыча традиционных нефтей вырастет с 398 млн. т в 2010 г. до 495 млн. т к 2035 г. Ожидаемый рост мировых цен подталкивает нефтяные компании страны наращивать объемы бурения как на шельфе, так и на суше. В краткосрочный период наибольший рост добычи нефти будет обеспечиваться за счет разработки глубоководных месторождений на шельфе. К месторождениям, которые начали разрабатываться в 2009 г., а также к тем, которые будут введены в разработку в ближайшие несколько лет, относятся: Great White, Norman, Tahiti, Gomez, Cascade и Chipook. Основная часть этих месторождений размещена в центральной части Мексиканского залива и все они находятся на глубинах более 790 м ниже уровня моря.

Введенный президентом Бараком Обамой мораторий на бурение скважин в Мексиканском заливе привел к падению добычи в IV квартале 2010 г. на 388 тыс. т и около 4,1 млн. т в 2011 г. Несмотря на это рост добычи нефти из месторождений, открытых недавно и ожидаемых к открытию, может компенсировать общее падение добычи нефти на старых месторождениях.

В нижних 48 штатах США ожидается рост добычи нефти вплоть до 2035 г. в результате внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). К 2035 г. 37 % добываемой нефти на суше будет обеспечено за счет внедрения МУН. Наличие относительно больших и недорогих ресурсов CO₂ также будет способствовать расширению работ по его закачке в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи. В результате разработка месторождений на суше станет более экономичной.

В связи с высокими ценами на нефть в США будет расти и добыча нетрадиционных нефтей. Ожидается, что их добыча вырастет с 40 млн. т в 2010 г. до 110 млн. т к 2035 г., при этом основной рост произойдет за счет наращивания объемов добычи сланцевой нефти. США обладают самыми крупными запасами сланцевой нефти, потенциально извлекаемые запасы которой оцениваются в объеме 109,0 млрд. т, что превышает запасы нефти Саудовской Аравии почти в три раза. Разработанные в США в последние годы новые технологии бурения горизонтальных скважин и усовершенствование технологий многоступенчатого гидроразрыва горизонтальных участков скважин позволили осуществлять рентабельную добычу нефти из продуктивных пластов сланцевых месторождений. Одновременно добыча сланцевой нефти и ее переработка вызывает ряд проблем, таких, как использование земли, потребление огромных объемов пресной воды, ее загрязнение с последующим захоронением, эмиссия парниковых газов и загрязнение воздуха и т. д. Однако в наращивании объемов добычи сланцевой нефти решающую роль играет, прежде всего, обеспечение энергетической безопасности США.

В связи с этим за прогнозный период добыча сланцевой нефти в США может вырасти с 3,0 млн. т в год в 2010 г. до 85,0 млн. т к 2035 г. Многие эксперты в США считают, что за счет наращивания добычи нефти на месторождениях нефтяных сланцев к 2035 г. импорт нефти в США будет сведен к минимуму.

Выработка жидких видов топлива из угля в ряде стран, таких как ЮАР, КНР и Германия доведена до коммерческого внедрения, однако в США работы в этом направлении не финансируются из-за технических и коммерческих рисков.

В Канаде за прогнозный период ожидается медленное падение добычи традиционных нефтей почти на 1 млн. т в год. Нарастивание объемов добычи нетрадиционных нефтей из битуминозных песчаников с лихвой компенсирует падение добычи традиционных нефтей. В результате этого добыча жидких видов топлива в Канаде вырастет со 182,0 млн. т в 2010 г. до 330,0 млн. т к 2035 г.

Из стран, не входящих в ОПЕК, значительный рост объема добычи нефти ожидается в России и Казахстане.

По прогнозу EIA в России произойдет падения добычи нефти до 450,0 млн. т к 2014 г. В случае смягчения условий налогообложения в дальнейшем начнется медленный рост добычи нефти до 570,0 млн. т к 2020 г. Предусмотренный в прогнозе рост мировых цен на нефть может способствовать дальнейшему росту добычи нефти до 665,0 млн. т к 2035 г. За прогнозный период ожидаются работы по разведке на нефть в Восточной Сибири и Арктике, однако, в арктическом регионе вряд ли удастся добиться значительного роста добычи нефти.

Прогнозные показатели EIA по росту объемов добычи нефти резко отличаются от показателей, предусмотренных в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. (ЭС-2030). Предусмотренный в прогнозе EIA объем добычи нефти в России к 2035 г. в 665,0 млн. т явно преследует цель усилить сырьевую направленность развития экономики, чем будет нанесен колоссальный ущерб развитию перерабатывающих отраслей страны.

В Казахстане рост добычи нефти можно ожидать в основном на месторождениях Кашаган и Тенгиз. Хотя уже открытые запасы и потенциальные ресурсы нефти позволяют обеспечивать рост добычи нефти в стране, однако недостаточные мощности экспортных трубопроводов являются основной причиной, сдерживающей ее добычу. В настоящее время экспорт нефти из Казахстана осуществляется по следующим направлениям: нефтепроводу Каспийской нефтепроводной компании, нефтепроводу Атырау–Самара, железнодорожным транспортом объемом до 40 млн. т в Россию, по нефтепроводу в КНР 10,0 млн. т и баржами в Азербайджан и Иран – 5 млн. т. Таким образом, экспортный потенциал Казахстана зависит не только от потенциальных ресурсов нефти, но и от строительства новых экспортных трубопроводов, требующих регионального сотрудничества, что до недавнего времени представляло значительную трудность. В последние годы было несколько предложений по строительству экспортных нефтепроводов. На ближайшую перспективу наиболее вероятна возможность наращивания мощностей трубопроводов в Россию и КНР.

Помимо проблем с транспортом нефти Казахстан по ранее заключенным контрактам с иностранными частными инвесторами потребовал пересмотра прибылей на инвестированный капитал, что приведет к меньшей заинтересованности инвесторов вкладывать капиталы в энергетический сектор страны. Учитывая все эти факторы, можно ожидать, что за прогнозный период объемы добычи нефти в стране могут составить к 2035 г. от 155,0 до 175,0 млн. т.

Прогноз добычи нефти в странах ОПЕК. При среднем варианте развития экономики в странах ОПЕК за прогнозный период ожидается рост добычи нефти с 1801,0 млн. т в 2010 г. до примерно 2345,0 млн. т к 2035 г. Из общего объема прироста добычи нефти в 544,0 млн. т 535,0 млн. т будет получено странами Ближнего Востока.

По объему добычи нефти Саудовская Аравия занимает ведущее положение в этой группе стран. Рост добычи нефти в Саудовской Аравии ожидается с 585,0 млн. т в 2008 г. до примерно 770,0 млн. т к 2035 г. Такой рост добычи будет обеспечен при условии сохранения высоких цен на нефть и ожидаемого роста спроса на нее. При наращивании объема добычи нефти в 185,0 млн. т 21 % или 40,0 млн. т составят жидкие продукты газопереработки, что связано с наращиванием объемов добычи и переработки природного газа. Средние темпы роста добычи нефти за прогнозный период в 1,4 % в год будут достигнуты с учетом того, что Саудовская Аравия будет придерживаться и на перспективу сохранения резервных мощностей по добыче нефти в пределах от 75,0 до 100,0 млн. т в год.

Среди всех стран-членов ОПЕК наиболее высокие темпы роста добычи нефти в 3,7 % ожидаются в Ираке. Несмотря на то, что в этой стране разрешение политических, законодательных, инвестиционных, а также проблем безопасности и материально-технического снабжения займет продолжительное время, наличие ресурсной базы является основным фактором, позволяющим нарастить объемы добычи нефти.

В дополнение к политическим и законодательным неопределенностям, ограниченные возможности инфраструктуры по импорту и экспорту могут также воспрепятствовать ежегодному приросту добычи нефти в 30,0 млн. т с 2010 г. по 2015 г. Если же страна добьется долгосрочного обеспечения политической и экономической стабильности, а также прирастит пропускную способность импортных и экспортных трубопроводов, инвестиции в добычу нефти могут обеспечить ежегодные темпы прироста добычи нефти почти в 4,2 % в год на период 2015–2030 гг. с последующим их снижением до 3,0 % с 2030 по 2035 гг. Такие высокие темпы роста добычи нефти на долгосрочный период в стране, которая в 2008 г. добыла всего 120,0 млн. т, показывают насколько серьезное воздействие оказывают на рост добычи нефти политические, экономические и другие факторы неопределенности.

Катар по темпам роста добычи нефти в 2,7 % в год занимает второе место в странах-членах ОПЕК. Рост добычи нефти в стране ожидается с 65,0 млн. т в 2010 г. до 125,0 млн. т к 2035 г. В общем объеме прироста добычи нефти около 55,0 % составляют сжиженные газы нефтяных и газоконденсатных месторождений, жидкие продукты газопереработки и жидкие виды топлива из природного газа. Несмотря на сложившееся негативное отношение к производству жидких видов топлива из природного газа при высоких ценах на нефть, в Катаре заняты их производством на установках Qatar Pearl и Огук мощностью 5,0 млн. м³ каждая.

Добыча нефти в Иране ограничивается не недостатком ресурсов, а в основном политическими факторами. К ним относятся недостаточная эффективность ведения операций национальными нефтяными компаниями, трудностями согласования условий контрактов между правительством и иностранными инвесторами, а также введенными финансовыми санкциями. Ожидается падение объемов добычи нефти за прогнозный период из-за политических и финансовых затруднений, связанных с разработкой новых нефтяных и газовых месторождений. Кроме того, нехватка природного газа для закачки в продуктивные пласты с целью наращивания добычи нефти связана со значительным расходом его на выработку электроэнергии и тепла.

В странах-членах ОПЕК Западной Африки ожидается рост добычи нефти с 215,0 млн. т в 2010 г. до 270,0 млн. т к 2035 г. В Анголе добыча нефти вырастет до 115,0 млн. т к 2020 г. в основном за счет наращивания объемов добычи нефти на

морских месторождениях с последующим долгосрочным медленным падением из-за постепенного истощения запасов нефти.

В Нигерии в краткосрочном периоде добыча нефти сдерживается из-за конфликтов и встречающимися недостатками в инфраструктуре, однако в долгосрочной перспективе ожидается рост добычи нефти темпами в 1,7 % в год со 115,0 млн. т в 2010 г. до 170,0 млн. т к 2035 г.

Национальное правительство Венесуэлы реагирует на поддержание высоких цен на нефть ужесточением условий контрактов с иностранными инвесторами и ограничением их доступа к разработке нефтяных месторождений. В связи с ростом реальных цен на нефть вплоть до 2035 г. можно ожидать дальнейшего ужесточения условий контрактов и изъятия сверхприбылей у потенциальных инвесторов. Все это может оказать негативное влияние на наращивание объемов добычи нефти на ближайшую перспективу и воспрепятствует привлечению инвестиций в долгосрочной перспективе. Такой ход событий, прежде всего, коснется разработки месторождений в бассейне традиционной нефти, где ожидается ежегодное падение добычи до 15,0 млн. т со 95,0 млн. т в 2010 г. Рост добычи сверхтяжелых нефтей на некоторых месторождениях Пояса Ориноко может компенсировать падение объема добычи традиционных нефтей.

Эквадор снова стал членом ОПЕК в 2007 г. после приостановки членства в этой организации в 1999 г. По сравнению с другими странами-членами ОПЕК объем добычи нефти в 2008 г. составил всего 25 млн. т. До 2015 г. объем добычи нефти будет падать из-за принятого закона по углеводородам, что сдерживает объем инвестиций зарубежных компаний в нефтяной сектор страны. После 2015 г., несмотря на сохранение высоких рисков капиталовложений в нефтяной сектор, разработка тяжелой нефти на месторождении ИТТ в Амазонии поможет стабилизировать объемы добычи нефти. К 2025 г. объем добычи нефти в стране вырастет до 35 млн. т и этот уровень сохранится до 2035 г.

По прогнозу ЕИА объемы наращивания или снижения добычи нефти в странах ОПЕК и странах, не входящих в нее, резко отличаются друг от друга. В случае установления низких цен на нефть добыча нефти в странах ОПЕК к 2035 г. может вырасти до 2685 млн. т или более 47 % от мировой добычи. В случае низких цен на нефть инвестиции на наращивание объемов добычи нефти будут осуществляться или за счет своих нефтяных компаний или за счет ослабления требований к привлечению иностранных компаний в зависимости от привлекательности страны. Такой противоречивый прогноз по вероятности можно объяснить желанием нефтеимпортирующих стран и, прежде всего, США обеспечить большой объем импорта более дешевой нефти.

В случае установления высоких цен на нефть страны, не входящие в ОПЕК, будут стремиться наращивать добычу нефти. Тогда соответственно объем добычи нефти странами ОПЕК к 2035 г. может составить 2285,0 млн. т, или 37 % от уровня мировой добычи нефти.

Объемы добычи нетрадиционных видов жидкого топлива. Наращивание объемов добычи нетрадиционных видов жидкого топлива за прогнозный период будет играть важную роль в обеспечении спроса на нефть. По данному прогнозу 12 % от общего объема спроса на нефть к 2035 г. будут удовлетворяться за счет нетрадиционных видов жидкого топлива, включая 85,0 млн. т из стран-членов ОПЕК и 570,0 млн. т из стран, не входящих в ОПЕК. Объемы и составы нетрадиционных видов жидкого топлива сильно различаются в зависимости от уровня мировых цен

на нефть. Страны-поставщики определенных нетрадиционных видов жидкого топлива ориентируются на поставку сложившихся для каждой страны видов этого топлива.

Добыча нетрадиционных видов жидкого топлива в странах-членах ОПЕК.

В странах-членах ОПЕК добыча нетрадиционных нефтей будет осуществляться только в Венесуэле за счет наращивания объемов добычи сверхтяжелых нефтей и Катаре – за счет выработки жидкого топлива из природного газа. В Венесуэле за прогнозный период ожидается рост добычи сверхтяжелых нефтей с 38 млн. т в 2010 г. до 75 млн. т к 2035 г. В Катаре выработка жидкого топлива из природного газа вырастет с минимального уровня в 2008 г. до 10 млн. м³ к 2035 г. Хотя ресурсы на выработку этих видов жидкого топлива в обеих странах вполне достаточны, однако для обеспечения выхода на рынок с такими объемами продукции потребуются вложить значительные объемы инвестиций.

В Венесуэле в поясе Ориноко в настоящее время ведутся работы по четырём проектам, однако они сдерживаются из-за недостатка инвестиций и технологической поддержки. Планы Венесуэлы по наращиванию объёмов добычи сверхтяжёлых нефтей зависят в основном от возможного уровня привлечения иностранных инвестиций, а также экспертов для решения сложных технологических проблем. В настоящее время в поясе Ориноко фактически работы ведутся только по двум проектам. По месторождению Anion Y работы ведутся консорциумом КНР и по месторождению Anion G – консорциумом российских нефтяных компаний. По каждому из этих проектов предусмотрено обеспечить объём добычи нефти по 20 млн. т в год.

В случае установления низких цен на нефть Венесуэла должна смягчить условия по заключаемым контрактам и тем самым сможет стабилизировать инвестиционный климат для привлечения в большем объёме иностранных инвестиций для разработки месторождений пояса Ориноко.

Это, прежде всего, касается возможности привлечения инвестиций к разработке месторождения Anion 2 и группы месторождений в регионе Carabobo, в которых имеются возможности обеспечить соответственно объёмы добычи нефти 10 и 60 млн. т в год.

Объёмы добычи нетрадиционных видов жидкого топлива в странах за пределами ОПЕК. Добыча нетрадиционных видов жидкого топлива осуществляется за пределами ОПЕК более широким кругом стран с разнообразной ресурсной базой этих видов жидкого топлива. В целом в этой группе добыча нетрадиционных видов жидкого топлива за прогнозный период может вырасти со 195,0 млн. т в 2010 г. до 570 млн. т к 2035 г. Наибольший рост добычи нетрадиционных нефтей за прогнозный период ожидается в Канаде на 165 млн. т, в США – на 115 млн. т, в Бразилии – на 60 млн. т и КНР – на 45 млн. т. Из всего общего объёма добычи нетрадиционных нефтей наибольшую долю занимает добыча битумов в Канаде.

Добыча биологических видов жидкого топлива за прогнозный период вырастет с 80 млн. т в 2010 г. до 145 млн. т к 2035 г. Наибольший рост производства биологического топлива за прогнозный период можно ожидать в США, где в соответствии с принятым в 2007г. Законом по энергетической независимости и безопасности оказывается полная поддержка наращиванию производства этого вида топлива. Значительный рост производства биологического топлива в объёме 60 млн. т также ожидается в Бразилии.

Правительства многих стран, не входящих в ОПЕК, поддерживают наращивание производства биотоплива. Все это обосновывается проблемой снижения объема выбросов парниковых газов, необходимостью повышения энергетической безопасности, а также стремлением поддержать экономическое развитие в основном на локальном уровне. Для достижения этих целей во многих странах приняты планы по наращиванию объемов производства биотоплива, при этом предоставлены налоговые субсидии его производителям. В США согласно Закону по энергетической независимости и безопасности предусмотрено к 2022 г. обеспечить производство биотоплива в объеме 136 млн. м³. В соответствии с Директивой по биотопливу Европейского Союза к 2020 г. объем производства биотоплива должен составить 10 % от общего объема потребления жидкого топлива. Производителям биотоплива в Канаде предоставляются определенные субсидии в зависимости от объема его производства. Правительство КНР приняло решение о предоставлении гибкой схемы субсидий в зависимости от рентабельности предприятия.

Несмотря на широко разрекламированные программы по производству биотоплива, результаты проведенных в последнее время исследований показали, что биотопливо не настолько эффективно в снижении объемов эмиссии парниковых газов, как это предполагали ранее. В результате этого многими странами ослаблено внимание к выполнению своих решений по наращиванию объемов производства биотоплива. Например, правительством Германии принято решение о снижении своих квот по производству биотоплива. Глобальный спад экономики также способствовал сокращению ранее принятых инвестиций на развитие производства биотоплива.

По объему производства жидкого вида топлива из угля КНР будет занимать ведущее положение. При ожидаемых объемах производства этого вида жидкого топлива в мире в 85,0 млн. т к 2035 г., более 50 % будет произведено в КНР. Помимо КНР крупными производителями жидкого топлива из угля являются США и Южная Африка. В США к 2035 г. производство этого вида жидкого топлива ожидается в объеме 25 млн. т и в Южной Африке – 15 млн. т.

Из всех нетрадиционных видов жидкого топлива самый незначительный рост выработки ожидается за счет его производства из природного газа. Выработка небольших объемов жидкого топлива из природного газа ожидается в Катаре, Южной Африке и Нигерии. Ожидаемый объем его производства в этих странах к 2035 г. составит около 15 млн. т.

2. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

2.1. Потребление природного газа по регионам мира

За прогнозный период намечается рост потребления природного газа в мире с 3201 млрд. м³ в 2010 г. до 4775 млрд. м³ к 2035 г. По ежегодным темпам роста потребления в 1,6 % природный газ занимает ведущее положение среди органических видов топлива. Наиболее высокие темпы ежегодного роста его потребления в 2,2 % ожидаются в развивающихся странах, превышающими более чем в 2,7 раза аналогичный показатель в странах ОЭСР.

Природный газ в течение прогнозного периода является наиболее привлекательным видом топлива во многих регионах мира производства электроэнергии и в других секторах промышленности из-за низких объемов выброса

парниковых газов по сравнению с углем и нефтью. Особенно это относится к странам, где правительства придерживаются политики по снижению эмиссии парниковых газов. Кроме того, природный газ является альтернативным видом топлива при строительстве новых электростанций из-за меньших капиталовложений, а также обеспечения более высоких КПД на действующих электростанциях. Ежегодный прирост потребления природного газа для выработки электроэнергии за прогнозный период может составить до 2-х процентов в год, в секторах промышленности – до 1,7 % в год. До 87 % от общего объема потребления природного газа намечается израсходовать для выработки электроэнергии и в секторах промышленности.

Сильные конкурентные позиции природного газа по сравнению с остальными энергоресурсами позволяют прогнозировать наиболее быстрые темпы роста его запасов и объемов потребления. Значительное влияние на изменение этих показателей ожидается за счет внедрения новых технологий по разведке и разработке месторождений природного газа, а также наращиванием поставок сжиженного природного газа на мировой рынок.

Внедрение новых технологий бурения горизонтальных скважин и проведение многоступенчатых гидроразрывов позволили более рентабельно разрабатывать нетрадиционные виды природного газа, представленные в основном огромными запасами сланцевого газа в мире.

Несмотря на то, что к настоящему времени еще не полностью оценены нетрадиционные ресурсы природного газа, а именно сланцевого газа, газов угольных пластов и относящихся к трудноизвлекаемым запасам, в данном прогнозе предусмотрен значительный рост его потребления, особенно в США, Канаде и КНР. Первоначальная оценка ресурсов сланцевого газа по 32 странам опубликована EIA в апреле 2011 года. По данным этой публикации, технически извлекаемые запасы сланцевого газа по США оценены в объеме 187,5 трлн. м³. По данным Oil and Gas Journal, извлекаемые запасы природного газа в мире на 01.01.2011 г. оценены в объеме 189,0 трлн. м³, что всего на 1 трлн. м³ превышает запасы сланцевого газа в США.

В результате наращивания извлекаемых запасов сланцевого газа за последние 10 лет США нарастили общие запасы природного газа почти на 50 % и к 2035 г. в общем объеме потребления природного газа доля сланцевого газа достигнет 47 %. Если к этому объему добавить добычу природного газа из пластов с трудноизвлекаемыми запасами, а также метана угольных разрезов, добыча нетрадиционных видов природного газа по стране вырастет с 357 млрд. м³ в 2010 г. до 560 млрд. м³ к 2035 г. Ресурсы нетрадиционных видов природного газа также будут играть важную роль в объемах его потребления в Канаде и КНР, где к 2035 г. их доля от общего объема потребления может составить соответственно 50 и 73 %.

В перспективе ожидается значительный рост объемов торговли природным газом, как по трубопроводам, так и перевозками сжиженного природного газа (СПГ) на судах. Наибольший объем экспорта СПГ ожидается из стран Ближнего Востока и Австралии, где в следующем десятилетии ожидается завершение строительства нескольких установок по его производству. В дополнение к ним предложено построить несколько установок по сжижению природного газа в Западной Канаде. В США имеются предложения переоборудовать несколько незагруженных терминалов, предназначенных для импорта СПГ, в терминалы для экспорта СПГ. По прогнозу EIA намечается более чем удвоить мощности по производству СПГ со 117 млн. м³ в 2010 г. до 315 млн. м³ к 2035 г. В дополнение к этому в настоящее время находятся в

строительстве или запланированы к строительству новые трубопроводы, что позволит нарастить объемы экспорта природного газа из Африки в Европу и из стран Евразии в КНР.

2.2. Потребление природного газа в странах ОЭСР

Потребление природного газа в странах ОЭСР Америки. За прогнозный период ежегодный прирост потребления природного газа в странах ОЭСР Америки составит около 0,9 % в год с 827 млрд. м³ в 2010 г. до 1050 млрд. м³ к 2035 г., что составит почти 59 % прироста потребления всех стран ОЭСР или почти 14 % от всего объема прироста потребления в мире (табл. 2.1.).

За прогнозный период потребление природного газа в США вырастет почти на 13 % в основном за счет отраслей наиболее чувствительных к ценам на различные виды топлива.

В электроэнергетике прирост потребления природного газа за прогнозный период составит почти 390 млрд. м³, в промышленных секторах – 34 млрд. м³. По данному прогнозу потребление природного газа для выработки электроэнергии вплоть до 2025 г. сохранится без изменения, если не принимать во внимание меры, принимаемые правительством по ужесточению требований к охране окружающей среды. Это связано в основном с наращиванием мощностей по выработке электроэнергии на электростанциях с меньшими издержками производства, как за счет возобновляемых источников энергии, так и за счет намеченных к пуску в начальный период прогноза атомных электростанций. К концу же прогнозного периода, когда потребуются ввод дополнительных мощностей, несмотря на рост цен на природный газ, возникнет необходимость наращивания мощности электростанций на газовом топливе. В течение 2025–2035 гг. до 82 % вводимых мощностей по выработке электроэнергии намечается на газовом топливе. В промышленных секторах, наоборот, наибольший рост потребления природного газа ожидается в начальный период прогноза с замедлением темпов роста его потребления после 2020 г. Этот рост в начальный период прогноза связан с высокими темпами наращивания производства в промышленности при относительно низких ценах на природный газ. К концу же прогнозного периода при ожидаемом росте цен его потребление в промышленности замедлится.

Хотя США и являются крупным потребителем природного газа в этом регионе, ежегодные темпы роста его потребления в 0,5 % будут значительно ниже по сравнению с другими странами региона: в Мексике и Чили – 3,6 %, в Канаде – 1,8 %.

В Канаде 66,0 % от общего объема потребляемого газа будут израсходованы в промышленности (включая значительные объемы потребления на разработку битуминозных песков) и 29,0 % для выработки электроэнергии.

В Мексике/Чили основной объем потребления природного газа будет израсходован для выработки электроэнергии и в промышленности с соответствующими объемами потребления за прогнозный период в 54,0 и 37,0 млрд. м³. В Чили в течение 2005–2008 гг. произошло значительное сокращение потребления природного газа в результате сокращения объемов импорта из Аргентины. В результате же пуска в 2009 г. двух терминалов по разгазированию сжиженного природного газа положение выправилось и в течение ближайших нескольких лет объемы его потребления превысят максимальный объем потребления за прошлые годы.

Таблица 2.1.

Прогноз потребления природного газа в мире и по регионам за 2010-2035 гг.
(млрд. м³)

Регионы	Факт 2010	Прогноз потребления по годам					Прирост за 2010– 2035 гг., %%
		2015	2020	2025	2030	2035	
1	2	3	4	5	6	7	8
Страны ОЭСР							
ОЭСР стран Америки	827	880	910	940	995	1050	0,9
В том числе:							
США	672	710	715	710	730	750	0,5
Канада	97	100	105	120	130	145	1,8
Мексика/ Чили	63	70	90	110	135	155	3,6
Европейские страны ОЭСР	553	560	575	590	625	655	0,5
Азиатские страны ОЭСР	176	180	190	210	220	230	1,1
В том числе:							
Япония	105	105	105	110	115	115	0,3
Южная Корея	36	40	45	50	55	55	1,7
Австралия/Н овая Зеландия	35	35	40	50	55	60	2,1
ВСЕГО	1556	1620	1675	1740	1840	1935	0,8
Развивающиеся страны							
Европы и Евразии,	703	690	690	705	730	750	0,2
В том числе:							
Россия	471	460	455	460	475	490	0,1
Другие	232	230	235	245	255	260	0,4
Страны Азии, в том числе	366	485	580	715	825	900	3,6
КНР	97	150	190	245	290	325	4,9
Индия	57	95	110	130	140	145	3,8
Другие	212	240	280	340	395	430	2,8
Страны Ближнего Востока	335	415	480	540	605	680	2,8
Страны Африки	109	135	170	200	235	260	3,5

Страны Центральной и Южной Америки, в том числе:	132	140	160	185	210	250	2,6
Бразилия	22	30	40	50	65	90	5,8
Другие	110	110	120	135	145	160	1,5
Всего по развивающимся странам	1645	1865	2080	2345	2605	2840	2,2
ИТОГО в мире	3201	3421	3755	4085	4445	4775	1,6

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011". US, Washington, DOE/EIA, September 2011.
2. "World Energy Outlook". France, Paris, IEA, November 2011.

Потребление природного газа в странах ОЭСР Европы. За прогнозный период ежегодные темпы прироста потребления природного газа в странах ОЭСР Европы составят порядка 0,5 % с 563 млрд. м³ в 2010 г. до 655 млрд. м³ к 2035 г. в основном из-за наращивания его потребления в электроэнергетике (табл. 2.1.). Правительства многих стран ОЭСР Европы приняли на себя обязательства снизить объемы выбросов парниковых газов за счет наращивания выработки «чистых» видов энергии. Использование природного газа способствует снижению выбросов парниковых газов за счет перевода топлива на электростанциях с каменного угля на газ. В снижении выбросов парниковых газов огромную роль играют также возобновляемые источники энергии.

В странах ОЭСР Европы намечается быстрый рост выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников электроэнергии. Доля возобновляемых источников энергии в общем объеме выработки электроэнергии вырастет с 20,0 % в 2010 г. до 22,0 % к 2035 г. Хотя в данном прогнозе не рассмотрена реакция некоторых стран Европы на сокращение производства электроэнергии на АЭС после аварии на АЭС в Японии, это может повлиять на принятие решений по дальнейшему наращиванию объема потребления природного газа для выработки электроэнергии.

Рост потребления природного газа в странах ЕС в какой-то степени сдерживается из-за отсутствия должного прогресса в реформах, которые позволили бы рынку природного газа быть более восприимчивым или согласованным с состоянием рынков электроэнергетики. Европейский Союз делает попытки принять закон, в котором предусматривалось бы облегчить третьей стороне доступ к системе газопроводов и, таким образом, разрешить независимым операторам доступ к существующей инфраструктуре. В соответствии с Третьим сводом законов по энергии, ратифицированном Европейской Комиссией в 2009 г., предусматривается наращивать спотовую торговлю природным газом. Там же предусмотрено придание большей гибкости рынкам природного газа, участники которых могли бы легче покупать и транспортировать природный газ.

Потребление природного газа в странах ОЭСР Азии. Ежегодный темп прироста потребления природного газа в странах ОЭСР Азии ожидается на уровне 1,1 %. Потребление природного газа за этот период в Японии составит всего около 10 млрд. м³, в то же время в Южной Корее – 19 млрд. м³, в Австралии/Новой Зеландии – 25 млрд. м³. Общий же объем прироста потребления природного газа в этом регионе ожидается на уровне 54 млрд. м³ (табл. 2.1.).

Потребление природного газа в Японии будет расти медленными темпами в 0,3 % в год со 105 млрд. м³ в 2010 г. до 115 млрд. м³ к 2035 г. В Южной Корее ежегодный прирост потребления природного газа за прогнозный период ожидается на уровне в 1,7 % в основном за счет роста его потребления в электроэнергетике. В этой отрасли доля потребления природного газа от его общего объема вырастет с 43 % в 2010 г. до 54 % к 2035 г.

В настоящее время в Австралии/Новой Зеландии наибольший объем потребления природного газа до 60 % осуществляется в секторах промышленности, однако к 2035 г. доля потребления в этих секторах снизится до 50 %, несмотря на высокий ежегодный прирост его потребления в 2,1 %. Значительный объем наращивания потребления природного газа в секторах промышленности связан с его использованием на установках по производству СПГ. Экспорт из страны СПГ за прогнозный период увеличится почти в два раза с соответствующим увеличением в два раза расхода природного газа на производство СПГ. Одновременно намечается рост потребления природного газа в электроэнергетике с 8,5 млрд. м³ в 2010 г. до 25,0 млрд. м³ к 2035 г. Это связано с предпринимаемыми правительством Австралии усилиями по наращиванию потребления природного газа для выработки электроэнергии с целью снижения объема выбросов парниковых газов на электростанциях, работающих на угле.

2.3. Потребление природного газа в развивающихся странах мира

Потребление природного газа в развивающихся странах Европы и Евразии. В этой группе стран в общем объеме потребления ПЭР доля природного газа в 2010 г. составила 50 %, что выше, чем в остальных регионах мира. Россия по объему потребления природного газа занимает в мире второе место после США. В 2010 г. объем потребления природного газа в России составил 471 млрд. м³ или 56 % от общего объема потребления ПЭР (табл. 2.1.). Потребление природного газа в стране будет расти весьма умеренными темпами в 0,1 % в год, что связано с ожидаемым падением численности населения, а также сокращением строительства ТЭС на газовом топливе за счет наращивания выработки электроэнергии на АЭС. Это позволит диверсифицировать производство электроэнергии в стране и освободившуюся часть природного газа экспортировать на рынки стран ОЭСР Европы и стран Азии. Ожидаемые меры по повышению эффективности использования природного газа в отраслях экономики позволят за прогнозный период наращивать объемы его потребления при достаточно низких ежегодных темпах роста.

За пределами России в остальных развивающихся странах Европы и Азии потребление природного газа за прогнозный период будет расти темпами в 0,4 % в год с 232 млрд. м³ в 2010 г. до 260 млрд. м³ к 2035 г. В общем объеме потребления ПЭР доля природного газа в этих странах составит более 40 % (табл. 2.1.).

Потребление природного газа в развивающихся странах Азии. Среди всех регионов мира потребление природного газа в развивающихся странах Азии будет расти наиболее быстрыми темпами порядка 3,6 % в год с объема потребления в 366 млрд. м³ в 2010 г. до 900 млрд. м³ к 2035 г. Доля потребления природного газа в этом регионе по отношению к общемировому потреблению вырастет с 11 % в 2010 г. до 19 % к 2035 г. (табл. 2.1.)

В этой группе стран наиболее быстрыми темпами рост потребления природного газа ожидается в КНР и Индии, однако, в общем объеме потребления ПЭР доля природного газа в 2010 г. в КНР составила всего 3 % и в Индии – 8 %. К

концу прогнозного периода доля потребления природного газа в общем объеме потребления ПЭР вырастет незначительно и составит по КНР всего 6 %, Индии – 11 %.

Центральное Правительство КНР считает, что природный газ является предпочтительным энергоресурсом, и поставило задачу к 2020 г. обеспечить его потребление до 258 млрд. м³, что составит до 10 % от общего объема потребления ПЭР. Несмотря на это КНР вряд ли достигнет такого уровня потребления природного газа, так как уголь будет занимать доминирующую роль в потреблении ПЭР. Поэтому в данном прогнозе принято, что потребление природного газа в КНР к 2020 г. не превысит 190 млрд. м³ и к 2035 г. – 325 млрд. м³.

В Индии потребление природного газа в 2015 г. по сравнению с 2010 г. вырастет почти на 40 млрд. м³ в основном за счет наращивания его добычи внутри страны. Спрос на природный газ в Индии опережает возможности его добычи в стране. Поэтому промышленность и электроэнергетика вынуждены использовать более дорогостоящие жидкие виды топлива. В связи с пуском в разработку газового месторождения Krishna Godaveri дефицит природного газа в отраслях экономики несколько ослабнет, однако отставание объемов добычи природного газа будет сдерживать его потребление вплоть до 2035 г.

Общий объем потребления природного газа в КНР и Индии вырастет с 154 млрд. м³ в 2010 г. до 470 млрд. м³ к 2035 г. В остальных странах этого региона потребление природного газа вырастет с 212 млрд. м³ в 2010 г. до 430 млрд. м³ к 2035 г.

Потребление природного газа в странах Ближнего Востока. Потребление природного газа в странах Ближнего Востока за 2010–2035 гг. фактически вырастет в два раза с 335 млрд. м³ до 680 млрд. м³ к 2035 г. при средних темпах роста потребления в 2,8 % в год (табл. 2.1.). Промышленный сектор сохранит к 2035 г. наибольшую долю потребления природного газа до 55 % от общего объема его потребления. Значительная доля потребления природного газа в промышленном секторе в течение 2010–2015 гг. произойдет на установках производства сжиженного природного газа. В Катаре объем производства СПГ к 2015 г. вырастет фактически более чем в два раза и соответственно объем потребления природного газа на этих установках также вырастет более чем в два раза. В этот период также ожидается рост потребления природного газа на двух установках по выработке жидкого топлива из природного газа. На установке Oguh по производству жидкого топлива, введенной в эксплуатацию в 2007 г., ожидается рост потребления природного газа до 3,4 млрд. м³ в год для выработки 1,73 млн. м³ жидкого топлива. Установка по выработке жидкого топлива Pearl по достижении проектной мощности в 2012 г. будет самой крупной установкой в мире по выработке жидкого топлива из природного газа. Объем потребления природного газа на этой установке достигнет 18,7 млрд. м³ при выработке жидкого топлива в объеме 8,1 млн. м³ в год.

Ежегодные темпы роста потребления природного газа в промышленном секторе этого региона до 2015 г. ожидаются на уровне 4,5 % в год с последующим снижением этих темпов роста потребления до 2,9 %.

Потребление природного газа в странах Африки. В странах Африки за прогнозный период потребление природного газа вырастет со 109 млрд. м³ в 2010 г. до 260 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.1.). Основной объем прироста потребления газа в этих странах ожидается в отраслях промышленности и в электроэнергетике. В Западной Африке Нигерия предпринимает меры по прекращению сжигания

нефтяного газа в факелах и будет стремиться увеличивать внутреннее потребление и, прежде всего, в электроэнергетическом секторе вместо наращивания его экспорта. Правительство заявило о введении моратория на заключение новых контрактов на экспорт газа.

Для наращивания запасов природного газа правительство Египта пытается нацелить работающие в стране международные нефтяные и газовые компании на работы по разведке, но в связи с низкими ценами на газ египетской стороне вряд ли удастся получить их согласие.

Прогноз потребления природного газа в развивающихся странах Центральной и Южной Америки. В этой группе стран ожидается рост потребления природного газа с 132 млрд. м³ в 2010 г. до 250 млрд. м³ к 2035 г. и 42 % от объема прироста потребления будет израсходовано в производстве электроэнергии. Некоторые страны этого региона особенно заинтересованы в наращивании потребления природного газа для выработки электроэнергии. В этой группе стран основная доля электроэнергии вырабатывается на гидростанциях, на которых происходит резкое падение объемов выработки электроэнергии в засушливые годы. В такие годы дефицит электроэнергии стремятся покрыть за счет сжигания на ТЭС дорогостоящих видов жидкого топлива.

2.4. Прогноз добычи природного газа в мире

С целью удовлетворения спроса на природный газ его добыча за прогнозный период должна вырасти почти на 1660 млрд. м³. Наибольший объем наращивания добычи природного газа ожидается в развивающихся странах, - почти 81 % от общего его объема. В развивающихся странах ежегодные темпы прироста добычи составят около 2 % в год, с 1990 млрд. м³ в 2010 г. до 3325 млрд. м³ к 2035 г., в то время как ежегодные темпы прироста в странах ОЭСР составят только 1 % с объема добычи 1142 млрд. м³ в 2010 г. до 1465 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.).

В странах ОЭСР добыча нетрадиционных видов природного газа, куда входят газы продуктивных пластов с трудноизвлекаемыми запасами, сланцевые газы, а также газы угольных разрезов, вырастет с 419 млрд. м³ в 2010 г. до 755 млрд. м³ к 2035 г.

В развивающихся странах добыча этих газов вырастет с 28 млрд. м³ в 2010 г. до 340 млрд. м³ к 2035 г. В определении объемов добычи нетрадиционных газов имеется ряд неопределенностей. До сих пор имеются отличия в оценке резервов сланцевого газа в США и Канаде, включая оценку извлекаемых запасов, и в остальных странах мира. Процесс гидроразрыва для обеспечения добычи сланцевого газа требует значительных объемов воды, однако ряд стран, располагающих потенциальными ресурсами сланцевого газа, имеет ограниченные возможности по расходу воды на эти цели.

Вредное воздействие на окружающую среду при разработке месторождений сланцевого газа может быть причиной для сдерживания их разработки. Например, при разработке крупнейшего месторождения газовых сланцев Marcellus в США введен ряд ограничений на предоставление лицензируемых участков для их разбуривания. Особенно это касается штата Нью-Йорк. Во Франции принят закон, запрещающий производить гидроразрывы на территории страны.

Таблица 2.2.

Прогноз добычи природного газа в мире и по регионам за 2010–2035 гг. (млрд. м³)

Регионы	Факт 2010г.	Прогноз					Приращение за 2010– 2035 гг.
		2015	2020	2025	2030	2035	
1	2	3	4	5	6	7	8
Страны ОЭСР							
США, в том числе:	589	635	660	680	710	745	1,0
традиционные	232	218	220	190	190	185	-0,9
нетрадиционные	357	417	440	490	520	560	1,8
Канада, в том числе:	170	200	220	235	245	255	1,6
традиционные	108	123	120	125	125	125	0,6
нетрадиционные	62	77	100	110	120	130	3,0
Европа, в том числе:	269	230	210	210	225	235	-0,6
традиционные	269	230	200	185	175	170	-1,2
нетрадиционные	-	-	10	25	50	65	13,3
Австралия/Новая Зеландия	57	75	90	105	135	160	3,9
Другие страны ОЭСР	57	60	55	55	60	70	0,8
Всего по странам ОЭСР	1142	1200	1235	1285	1375	1465	1,0
Развивающиеся страны							
Россия	603	650	705	775	840	885	1,5
Европа и Центральная Азия	175	210	220	230	245	260	1,6
Иран	138	160	195	220	245	265	2,6
Катар	116	180	200	210	220	230	2,7
Другие страны Ближнего Востока	195	220	240	265	295	320	2,0
Африка	224	280	315	345	375	400	2,3
КНР, в том числе:	83	90	105	135	170	205	3,6
традиционные	79	74	65	60	60	55	-1,4
нетрадиционные	4	16	40	65	110	150	5,5
Другие страны Азии	312	355	390	420	460	490	1,6
Центральная и Южная Америка	144	165	190	210	240	270	2,5
Всего по развивающимся странам	1990	2310	2560	2810	3090	3325	2,0
ИТОГО в мире	3132	3510	3795	4095	4465	4790	1,7

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011". US, Washington, DOE/EIA, September 2011.
2. "World Energy Outlook". France, Paris, IEA, November 2011.

2.4.1. Прогноз добычи природного газа в странах ОЭСР

Добыча природного газа в странах ОЭСР Америки за прогнозный период вырастет почти на 34 %. Среди стран этого региона США являются самым крупным по объему добычи природного газа. Объем его добычи в этой стране вырастет с 589,0 млрд. м³ в 2010 г. до 745,0 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.). Нарастание объемов добычи сланцевого газа в этой стране с лихвой перекроет падение объемов добычи из других источников. Добыча сланцевого газа в США за прогнозный период вырастет более чем в 5 раз с 62 млрд. м³ в 2010 г. до 345 млрд. м³ к 2035 г. Доля добычи сланцевого газа в общем объеме добычи газа к 2035 г. достигнет 47 %, доля добычи из трудно-извлекаемых запасов – 22 % и газа из угольных разрезов – 7 %. Из-за установившихся низких цен на природный газ строительство газопровода из Аляски до 2035 г. нерентабельно.

Главная причина роста добычи природного газа в США связана с использованием в добыче современных технологий горизонтального бурения и гидроразрыва, которые позволили начать разработку огромных ресурсов сланцевого газа в стране. Рост ресурсов сланцевого газа за последние 10 лет способствовали наращиванию извлекаемых ресурсов природного газа почти в 2 раза. Хотя запасы сланцевого газа находятся фактически на всей территории, по оценкам экспертов, более половины их – 24,4 трлн. м³ сконцентрированы на северо-востоке страны. Штаты, примыкающие к Мексиканскому заливу, также располагают значительными ресурсами сланцевого газа. В данном прогнозе предусмотрено, что основной объем добычи сланцевого газа будет наращиваться на северо-востоке страны и вдоль Мексиканского залива.

В Канаде добыча природного газа будет наращиваться ежегодными темпами в 1,6 % с 170 млрд. м³ в 2010 г. до 255 млрд. м³ к 2035 г. Как и в США, основной прирост добычи природного газа также ожидается за счет сланцевого газа.

Помимо наращивания объемов добычи сланцевого газа Канада в настоящее время осуществляет добычу небольшого объема природного газа из угольных разрезов. Значительные объемы добычи газа также осуществляются за счет разработки трудноизвлекаемых запасов газа.

Добыча природного газа в Мексике. В Мексике ожидается небольшой рост добычи природного газа с 48,0 млрд. м³ в 2010 г. до 59,0 млрд. м³ к 2035 г. Страна испытывает определенные трудности для привлечения иностранного капитала и технологий, необходимых для увеличения объемов добычи газа, хотя и предпринимает попытки нарастить объемы его добычи на месторождениях сланцевого газа. Наиболее перспективной является организация добычи сланцевого газа на месторождении Eagle Ford, крупнейшего месторождения вдоль Мексиканского залива США, с охватом части территории Мексики на севере страны. Нефтяная компания страны PEMEX планирует пробурить на этом месторождении 10 оценочных скважин. Потенциальные возможности добычи нефти на этом месторождении выше, чем добычи сланцевого газа.

Добыча природного газа в странах ОЭСР Европы. Добыча природного газа в этой группе стран, за пределами Норвегии, находится в стадии падения. За период прогноза ожидается дальнейшее его падение с 269,0 млрд. м³ в 2010 г. до 235 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.). При более резком снижении ожидаемого объема добычи традиционного газа наращивание добычи нетрадиционных видов природного газа из продуктивных пластов с трудноизвлекаемыми запасами, из месторождений сланцевого газа и газа угольных разрезов в какой-то степени будут сдерживать

общие темпы падения добычи природного газа в этом регионе. В некоторых странах ОЭСР Европы в значительных масштабах разворачиваются работы по разведке месторождений сланцевого газа, включая и предоставление лицензионных участков для проведения этих работ. Ведущие позиции в разведке месторождений сланцевого газа в этом регионе занимает Польша, правительство которой предлагает льготные условия налогообложения компаниям, включая иностранные, участвующим в совместных работах по бурению на ряде газоносных бассейнах. В дополнение к этому, по крайней мере пять стран ЕС (Турция, Италия, Франция, Польша и Объединенное Королевство) проявляют интерес к добыче природного газа из угольных разрезов. В Объединенном Королевстве и Польше в последнее время началась добыча газа метана в небольших объемах из угольных разрезов.

Прогноз добычи природного газа в странах ОЭСР Азии. Добыча природного газа в Австралии/Новой Зеландии вырастет с 57 млрд. м³ в 2010 г. до 160 млрд. м³ к 2035 г. с ежегодным темпом прироста порядка 3,9 % (табл. 2.2.). Это самые высокие темпы прироста добычи природного газа среди стран ОЭСР Азии.

Газоносный бассейн Carnarvon, расположенный на территории северо-западного шельфа Австралии, обеспечивает до 59 % от общего объема добычи газа в Австралии и Новой Зеландии. Большая часть добываемого в этом бассейне газа поступает на установку Northnest компании Shell для выработки сжиженного природного газа (СПГ).

Объем добычи метана из угольного разреза в бассейне Bowen-Surat на востоке Австралии в настоящее время составляет 8,5 % от общего объема его добычи. В перспективе добыча шахтного метана будет расти в связи растущим спросом на газ в этом регионе, а также с поставками на намеченную к строительству установку по выработке СПГ, предназначенного на экспорт.

В Австралии ведутся работы по организации добычи природного газа из продуктивных пластов с трудно-извлекаемыми запасами, а также из месторождений газовых сланцев. Австралийская компания Latent Petroleum пробурила первую оценочную скважину на месторождении трудно-извлекаемого газа в бассейне Perth на западе Австралии и планирует начать добычу газа в 2013 г. Компанией Beach Petroleum в 2010 г. также пробурена первая скважина в бассейне сланцевого газа Cooper.

Япония и Южная Корея располагают крайне незначительными запасами природного газа и в перспективе его добыча будет крайне ограниченной. Обе страны удовлетворяют свои потребности в природном газе за счет импорта СПГ.

2.4.2. Прогноз добычи природного газа в развивающихся странах

Добыча природного газа в странах Ближнего Востока. В 2010 г. объем добычи природного газа в четырех странах Ближнего Востока – Катаре, Иране, Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратах – составил 85 % от всей его добычи в регионе. В странах этого региона сосредоточено более 40 % мировых запасов природного газа. Доля прироста добычи природного газа в этом регионе за прогнозный период составит более 22 % от его прироста в мире. Наибольшие приросты добычи природного газа в этом регионе ожидаются в Катаре, Иране и Саудовской Аравии. Иран по запасам природного газа занимает второе место в мире после России, а по объемам его добычи первое место в регионе. Иран также занимает первое место в регионе по объему закачки его в продуктивные пласты нефтяных месторождений с целью увеличения нефтеотдачи. В 2010 г. закачка природного газа в продуктивные пласты составила более 28,0 млрд. м³ или свыше

10 % от общего его объема добычи. К 2020 г. потребности природного газа для закачки в продуктивные пласты могут составить от 104 млрд. м³ и выше, что, без сомнения, скажется на объемах его поставки на экспорт.

Рост добычи природного газа в Саудовской Аравии ожидается с 79,0 млрд. м³ в 2010 г. до 147 млрд. м³ к 2035 г. и страна использует его в основном для внутреннего потребления.

Прогноз добычи природного газа в развивающихся странах Европы и Евразии. Более 21 % прироста добычи природного газа в мире ожидается в развивающихся странах Европы и Евразии, куда входят Россия и страны бывшего СССР. Добыча природного газа в этом регионе вырастет с 778 млрд. м³ в 2010 г. до 1145 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.). Россия занимает ведущее положение по объемам добычи природного газа в этом регионе и в течение прогнозного периода ее доля будет поддерживаться на уровне 75,0 % от уровня всей добычи в этом регионе.

В России ожидается рост добычи природного газа с 603 млрд. м³ в 2010 г. до 885 млрд. м³ к 2035 г. Формирование цены на природный газ в России, вне зависимости от внутреннего потребления или объемов поставки на экспорт, осуществляется не в соответствии с требованиями рыночной экономики. Обычно при снижении спроса на газ и возникновении избытка предложения цены на газ падают, что способствует росту спроса на газ.

В России цены на природный газ, поступающий на экспорт, привязаны к мировым контрактным ценам на нефть и контрактные цены на него сохраняются без изменения даже при снижении спроса на него.

По прогнозу EIA ежегодные темпы роста добычи природного газа в России предусмотрены в 1,5 % в год, так как объемы экспорта газа в Европу восстановятся, а в страны Азии объем экспортных поставок по газопроводам и в виде СПГ будет расти.

Если Россия будет наращивать объемы экспорта в страны Азии при одновременном поддержании уровня экспорта в страны Европы, тогда потребуются необходимость осуществить инвестиции в разведку и разработку новых месторождений. Эти инвестиции также потребуются для поддержания уровня текущей добычи, так как идет падение добычи на трех крупнейших газовых месторождениях в Западной Сибири (Ямбургском, Уренгойском и Медвежьем). Крупнейшее Ковыктинское газовое месторождение в Восточной Сибири с оцененными запасами в 2 трлн. м³ и ожидаемыми объемами добычи в 45 млрд. м³ в год вероятнее всего будет введено в разработку для поставки природного газа по газопроводу в КНР. В начале 2011 г. это месторождение перешло в собственность ОАО «Газпром», так как при старом собственнике месторождения TNK-BP не принимались достаточные меры по вводу его в разработку.

Полуостров Ямал является основным регионом для наращивания объема добычи газа. В этом регионе Бованенковское газовое месторождение, собственником которого является ОАО «Газпром», располагает запасами более 4,8 трлн. м³. Пуск месторождения в эксплуатацию намечен на 2012 г. и в течение нескольких лет добыча газа может возрасти до 113 млрд. м³ в год. К Северо-востоку от Бованенковского находится Тамбейское месторождение, которым в основном владеет крупнейшая независимая газодобывающая компания России Новатек. Запасы газа на этом месторождении оцениваются в 1,25 трлн. м³. Компания Новатек планирует построить здесь установку по выработке СПГ мощностью 10 млн. м³ в год.

В странах Центральной Азии ожидаются темпы роста добычи природного газа в 1,1 % в год при росте объемов его добычи с 167 млрд. м³ в 2010 г. до 224 млрд. м³ к 2035 г. Наибольший рост добычи газа ожидается в Туркменистане, доля добычи которого в 2010 г. составила 40 % от общего объема добычи в регионе. Туркменистан только что приступил к разработке крупного месторождения газа Йолотан (Jolotan), разработка которого будет вестись в несколько этапов. Добыча на первых четырех этапах составит 11 млрд. м³ в год. Объем добываемого газа на этом месторождении, по всей вероятности, будет по газопроводу транспортироваться в КНР. Дальнейший рост добычи природного газа в Туркменистане и странах Центральной Азии будет зависеть от возможностей его поставки по газопроводам на рынки КНР. Что же касается Азербайджана, то эта страна планирует нарастить добычу на 20 млрд. м³ с вводом в разработку второй очереди месторождения газа Шах Дениз.

Прогноз добычи природного газа в странах Африки. В этих странах ожидается значительный рост добычи природного газа с 224 млрд. м³ в 2010 г. до 400 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.). В 2010 г. три страны Северной Африки – Алжир, Египет и Ливия – обеспечивали почти 78 % от общего объема добычи газа, страны Западной Африки – 20 %. Страны Западной Африки обеспечены запасами природного газа лучше, чем страны Северной Африки, которые на протяжении многих десятилетий обеспечивали основной объем добычи газа в регионе. Поэтому в данном прогнозе предусмотрен более быстрый рост темпов наращивания добычи природного газа в 3,1 % в год в странах Западной Африки по сравнению с темпами его роста в 2,2 % в странах Северной Африки.

В Западной Африке ведущее положение в добыче природного газа занимает Нигерия. За последние годы стали наращиваться объемы добычи природного газа и в Экваториальной Гвинее, где в 2007 г. была построена установка по выработке СПГ. В ближайшие годы намечается рост добычи природного газа и в Анголе, где в 2012 г. намечен пуск в эксплуатацию установки по выработке СПГ. Определенные ограничения на доступ к разработке месторождений, а также проблемы обеспечения безопасности в Нигерии являются сдерживающими факторами наращивания объемов добычи природного газа в странах Западной Африки. Поэтому в течение прогнозного периода ведущее положение по объемам добычи природного газа будут занимать страны Северной Африки.

В ряде стран Северной Африки также ведутся работы по разработке месторождений сланцевого газа. В скважине, пробуренной в 2010 г. в части бассейна сланцевого газа Ghadames, примыкающей к Тунису, нефтяная компания Sugat Energy осуществила гидроразрыв. В последующие годы эта компания с рядом других планирует пробурить несколько разведочных и поисковых скважин в Тунисе и Марокко. Проявляется определенная заинтересованность к разработке месторождений сланцевого газа и в Южной Африке, где несколько компаний ведут переговоры о допуске к работам по оценке ресурсов сланцевого газа на некоторой части территории страны. Компании также проявляют интерес к добыче метана из угольных разрезов в Южной Африке, Зимбабве и Ботсване. В ближайшие годы можно ожидать наращивания объемов добычи природного газа за счет ввода в разработку ряда месторождений в бассейне Rovuma на побережье Мозамбика, а также за счет повышения ресурсов природного газа на месторождении Kudu на побережье Намибии.

Прогноз добычи природного газа в развивающихся странах Азии.

Ожидается прирост добычи природного газа в этих странах с 395,0 млрд. м³ в 2010 г. до 695,0 млрд. м³ к 2035 г. (табл. 2.2.). В этой группе стран наибольший рост добычи природного газа ожидается в КНР с 83,0 млрд. м³ в 2010 г. до 205,0 млрд. м³ к 2035 г. при ежегодном темпе прироста порядка 3,6 %. Наибольший объем прироста добычи в этой стране ожидается за последние годы прогнозного периода за счет наращивания добычи нетрадиционных видов природного газа. КНР уже в настоящее время осуществляет добычу в небольших объемах метана из угольных разрезов и значительные объемы добычи газа из продуктивных пластов с трудноизвлекаемыми запасами. КНР стремится наращивать добычу метана из угольных разрезов путем предоставления субсидий компаниям, занятым добычей этого вида газа. В дополнение к этому КНР проявляет особый интерес к разработке потенциальных ресурсов сланцевого газа и уже несколько международных нефтяных компаний в сотрудничестве с китайскими компаниями ведут разведку на месторождениях сланцевого газа. В настоящее время эти работы находятся в оценочной стадии, однако уже несколько скважин на месторождениях газовых сланцев пробурено и несколько находятся в стадии планирования.

За прогнозный период темпы прироста добычи природного газа в Индии ожидаются на уровне 4,6 % в год. Наибольшие объемы прироста добычи природного газа ожидаются в ближайшей перспективе за счет наращивания его добычи в 6-ом блоке газового месторождения Dhirubhai в бассейне Krishna Godavari.

В долгосрочной перспективе значительный рост добычи газа ожидается за счет наращивания добычи нетрадиционных газов. Индия в настоящее время уже добывает небольшие объемы метана из угольных разрезов. Объемы бурения на добычу метана ведутся нарастающими темпами и к 2013–2014 гг. будет обеспечен значительный объем его добычи. В дополнение к этому Индия располагает несколькими бассейнами, которые в перспективе могут представить интерес для добычи сланцевого газа. В конце 2010 г. индийская государственная нефтяная и газовая компания (the Indian State Oil and Natural Gas Company – ONGC) пробурила первую скважину на сланцевый газ.

В других странах региона, за исключением КНР и Индии, добыча природного газа будет расти незначительными темпами в 1,5 %. Две бывшие крупные газодобывающие страны региона – Малайзия и Индонезия – столкнулись с проблемой падения объемов добычи газа на старых месторождениях. Для поддержания добычи природного газа на достигнутом уровне потребуется вложить значительные инвестиции. В среднесрочной перспективе в Индонезии можно ожидать некоторый рост добычи природного газа за счет наращивания мощности по выработке СПГ на новой установке Tangguh. За счет пуска в эксплуатацию установки по выработке СПГ из метана угольных разрезов Индонезия может опередить Австралию, где намечен пуск аналогичных установок только в 2015 г.

Прогноз добычи природного газа в развивающихся странах Центральной и Южной Америки. Ожидается рост добычи природного газа в странах Центральной и Южной Америки за 2010–2035 гг. на 87 %. Наиболее быстрыми темпами в 6,9 % в год добыча природного газа будет расти в Бразилии, где в последние годы были открыты крупные нефтяные и газовые месторождения в подсолевых отложениях бассейна Santos, что позволит увеличить добычу газа в стране. Месторождения природного газа расположены далеко от суши и из-за отсутствия инфраструктуры для транспортировки газа, в начальный период добыча газа будет осуществляться в виде нефтяного газа из разрабатываемых нефтяных месторождений и будет

закачиваться обратно в продуктивные пласты нефтяных месторождений с целью повышения коэффициента извлечения нефти. В долгосрочной же перспективе имеются планы строительства газопроводов до суши или сжигать добытый природный газ на установках, построенных на плавучих платформах, откуда СПГ может транспортироваться до существующих терминалов по разгазированию СПГ на побережье страны.

Несмотря на падение в последние годы добычи природного газа в Аргентине на нее приходится более 40 % его добычи в регионе. Аргентина также занимает ведущее положение в регионе по разведке как месторождений с трудноизвлекаемыми запасами природного газа, так и месторождений сланцевого газа. Значительное падение объемов добычи традиционного газа можно объяснить тем, что в 2004 г. был установлен контроль над ценами на природный газ на устье скважины в пределах \$55 за 1000 м³. Правительство Аргентины проявляет огромный интерес к разведке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами газа. По принятой программе Gas Plus установлена цена на продажу такого газа в размере \$196 за 1000 м³. Аргентина уже начала добычу природного газа из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а корпорация Apache в декабре 2010 г. пробурила первую горизонтальную скважину и осуществила многоступенчатый гидроразрыв на месторождении сланцевого газа.

2.5. Мировая торговля природным газом

Крайне неравномерное распределение запасов природного газа в мире по отношению к странам с растущими его потребностями предопределяет нарастающие объемы мировой торговли природным газом вплоть до 2035 г. По данному прогнозу торговля природным газом между странами ОЭСР и развивающимися странами будет наращиваться темпами порядка 1 % в год и к 2035 г. объемы торговли природным газом между этими группами стран может составить порядка 495 млрд. м³ в год. Только в странах ОЭСР Европы объем импорта природного газа к 2035 г. может составить порядка 420 млрд. м, что почти в два раза выше объема импорта в настоящее время. В странах же ОЭСР Азии и Америки за этот период объемы импорта будут падать.

Росту объемов мировой торговли природным газом также способствует предпринимаемый многими странами усилия коммерциализации ресурсов природного газа путем строительства установок для производства из него СПГ.

Международная торговля природным газом в настоящее время переживает процесс быстрой ее трансформации за счет наращивания мощностей по выработке СПГ в нескольких странах мира. За последние 5 лет мощности по выработке СПГ выросли на 40 % со 176 млн. т в год в конце 2005 г. до 260 млн. т к концу 2010 г.

Несмотря на быстрый рост торговли СПГ объемы торговли природным газом по трубопроводам будут занимать ведущее положение и в долгосрочной перспективе. В настоящее время ожидается строительство еще нескольких весьма протяженных газопроводов, а также наращивание пропускной способности ряда существующих. Наибольшие объемы торговли по газопроводам в настоящее время ведутся между Канадой и США, а также между рядом стран ОЭСР Европы и развивающимися странами. К концу прогнозного периода ожидаются поставки больших объемов газа по газопроводам в КНР из России и стран Центральной Азии.

Растущие объемы торговли природным газом и СПГ говорят о том, что в мире складывается процесс долговременной трансформации торговли природным газом. Это связано в основном со всевозрастающим ростом потребления природного газа в

развивающихся странах и ожидаемыми возможностями изменения ценообразования при торговле между отдельными регионами. В настоящее время нарастает необходимость создания мирового рынка природного газа в условиях жесткой конкуренции с другими энергоресурсами, как нефть. Страны-экспортеры СПГ, включая новые страны-экспортеры, как Йемен и Россия, успешно расширяют рынки сбыта и в настоящее время число стран-экспортеров СПГ выросло до 26 по сравнению с 12 странами в 2000 г. Только за последние два года впервые начали импортировать СПГ такие страны как Бразилия, Аргентина, Чили, Канада и Кувейт.

За последние годы за счет быстрого роста объемов торговли СПГ все больший интерес стал проявляться к разработке нетрадиционных видов природного газа из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами природного газа. Уже в этой области достигнуты определенные положительные результаты в США, где из-за наращивания объемов добычи сланцевого газа стало возможным сокращать импорт природного газа. Хотя в недавнем прошлом страны Северной Америки рассматривались как страны с нарастающим объемом импорта природного газа, установившиеся низкие цены на природный газ способствовали переориентации поставок СПГ в регионы с установившимися высокими ценами на природный газ как в страны Европы, Азии и Южной Америки.

Также известно, что значительными запасами сланцевого газа обладает ряд стран, включая КНР и ряд стран Европы. Хотя разработка ресурсов сланцевого газа в КНР и ряде других стран может способствовать снижению их потребности на импорт природного газа, однако разработка нетрадиционных ресурсов природного газа не сможет в какой-то степени повлиять на рост объемов торговли природным газом в мире. Разработка месторождений сланцевого газа в Канаде и рост добычи метана из угольных разрезов в Австралии вынуждает эти страны строить установки для выработки СПГ с последующей поставкой его на рынки стран Азии.

Прогноз торговли природным газом в странах ОЭСР. В 2010 г. примерно одну четверть спроса на природный газ в странах ОЭСР обеспечил импорт из развивающихся стран. Зависимость от импорта природного газа странами ОЭСР из развивающихся стран сохранится и в прогнозный период на том же уровне, однако произойдут значительные изменения в объемах торговли природным газом фактически во всех странах ОЭСР. В связи с наращиванием добычи сланцевого газа в США и Канаде эти страны окажутся относительно самообеспеченными природным газом в прогнозный период. В странах ОЭСР Европы потребности в импорте больших объемов природного газа сохранятся вплоть до 2035 г., при этом в странах ОЭСР Азии произойдет некоторое сокращение объемов импорта.

Прогноз торговли природным газом в странах ОЭСР Северной Америки. В начале этого десятилетия наметилась явная тенденция снижения объемов импорта природного газа в этом регионе, и эта тенденция сохранится вплоть до 2035 г. США наращивают объем добычи природного газа за счет увеличения объема добычи сланцевого газа, объем добычи которого к 2035 г. достигнет 340 млрд.м³. Растущий объем добычи природного газа в стране снижает потребность в импорте, который в 2010 г. составлял примерно 13 % от общего объема потребления газа. К 2035 г. объем импорта составит менее 1 % от общего объема спроса. Сокращение объемов импорта, прежде всего, скажется на загрузке экспортных газопроводов из Канады, по которым с 1995 г. ежегодно перекачивалось в США до 71,0 млрд. м³. В дополнение к этому за последние 5 лет было построено несколько новых установок по разгазированию СПГ, однако в настоящее время они не полностью загружены. Фактически в настоящее время эти установки используются как временные

хранилища и поступающие объемы СПГ реэкспортируются в другие страны. Единственная установка по выработке СПГ в США находится в Kenai (Аляска). Эта установка принята в эксплуатацию в 1969 г. компанией Conoco и предназначалась для экспорта СПГ объемом до 0,9 млн. м³ в год в Японию со сроком поставки до 2013 г. Однако компания Conoco заявила о закрытии установки и свое решение не отменит, несмотря на аварию АЭС в Японии.

Сокращение объемов экспорта природного газа из Канады в США совпало с нарастающими объемами добычи газа в Канаде из месторождений сланцевого газа, из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами природного газа, а также метана из угольных разрезов. Проблемы экспорта избыточных объемов природного газа в Канаде в течение прогнозного периода будут решаться за счет намеченных к строительству трех терминалов с установками по выработке СПГ. Эти установки планируется построить в Британской Колумбии в районе Kitimat и предназначаются для экспорта СПГ в страны Азии.

В странах ОЭСР американских стран растущая зависимость Мексики и Чили от импорта природного газа в какой-то степени более благоприятно будет решаться за счет сокращения объемов импорта газа в США. Добыча природного газа в Мексике не сможет компенсировать растущие объемы его потребления и объемы импорта могут вырасти с 11 млрд. м³ в 2010 г. до примерно 80 млрд. м³ к 2035 г. В связи с этим ожидается значительный рост объемов импорта газа из США. Кроме того, терминал по разгазированию СПГ Altamira на восточном побережье регулярно принимает с 2008 г. СПГ объемом 50,0 млн. м³ в год. В Мексике также ожидается возможность наращивания объемов импорта в связи с вводом в эксплуатацию нового терминала по разгазированию СПГ в Manzanillo на западном побережье страны. СПГ сюда будет поступать из Перу.

При небольших объемах добычи природного газа в Чили потребности страны удовлетворялись за счет импорта из Аргентины. В результате резкого снижения цен на природный газ в Аргентине резко сократились капиталовложения в разведку и разработку газовых месторождений и соответственно появилась нехватка объемов природного газа для экспорта. Чили была вынуждена построить два терминала для разгазирования СПГ, один из которых Quintero расположен около Сантьяго, второй - на севере страны в городе Mejillones. Кроме того компания GDF Suez строит крупную установку для хранения СПГ на севере страны. Путем такой диверсификации поставщиков природного газа Чили удалось сохранить объемы поставок природного газа в страну и в перспективе можно ожидать увеличения объемов его импорта в страну.

Прогноз торговли природным газом в странах ОЭСР Европы. Ожидается дальнейший рост импорта природного газа в странах ОЭСР Европы по мере нарастания объемов поставок СПГ в мире и в связи с пуском в эксплуатацию газопровода Medasus из Алжира в Испанию. За прогнозный период объемы импорта газа в страны ОЭСР Европы будут расти темпами в 2,1 % в год, так как в Голландии и Объединенном Королевстве идет падение объемов добычи газа. По строящимся и введенным в эксплуатацию газопроводам объем поставок газа в эту группу стран возрастет на 187 млрд. м³. Это, прежде всего, касается газопроводов Северный поток из России и газопровода Galsi из Алжира. Страны Западной Европы также предпочитают импорт СПГ из-за возможности покупки газа по более низким спотовым ценам по сравнению с поставками газа по газопроводам. Например, объем импорта СПГ в 2010 г. вырос на 26,%, в то время как поставки газа из России по газопроводам сократились на 2 %.

Рост поставок СПГ в Европу и, особенно в Объединенное Королевство, усложнил процесс ценообразования на природный газ по сравнению с долгосрочными контрактами, когда цены на природный газ привязаны к цене на нефть и нефтепродукты. Поставки же СПГ улучшили условия на перспективу для перехода на спотовый рынок.

Поставки в Европу природного газа по газопроводам по долгосрочным контрактам, включая газ России, Алжира и Норвегии, обладают некоторой гибкостью, касающейся объемов поставок, однако цены в основном привязаны к ценам на нефтепродукты. Хотя некоторые поставщики, например, Норвегия согласились 80 % от объема поставок по газопроводам перевести на поставки по спотовым ценам. Однако другими странами это не было поддержано. Соответственно из-за потерь своей доли на рынке за последние два года в результате негибкого подхода к ценообразованию можно ожидать изменений в ценообразовании при поставках газа по газопроводам, включая Россию, которая является самым крупным экспортером газа в Европу.

Ожидается значительный рост поставок СПГ в Европу из Катара. Эта страна в начале 2011 г. завершила строительство установок по выработке СПГ и стала самой крупным производителем СПГ в мире. Мощности по выработке СПГ в стране выросли до 59.0 млн. м³. Для приема части этого газа построены и пущены в эксплуатацию ряд установок по разгазированию СПГ в Объединенном Королевстве и в Италии.

Прогноз торговли природным газом в странах ОЭСР Азии. В настоящее время самыми крупными импортерами СПГ являются страны ОЭСР Азии. Япония и Южная Корея будут продолжать импортировать большие объемы СПГ, хотя в обеих странах рост спроса на СПГ в перспективе значительно замедлился и рост объемов импорта будет полностью перекрываться объемами экспорта из Австралии.

Несмотря на небольшие объемы потребления природного газа, Япония и Южная Корея играют одну из ключевых ролей в мировой торговле СПГ. В результате этого компании Японии и Южной Кореи проявляют большой интерес к строительству установок по выработке СПГ путем соучастия в их строительстве в странах АТР, включая проект Сахалин-2 в России, запущенный в эксплуатацию в 2009 г. и проект Pluto в Австралии, запущенный в эксплуатацию в конце 2011 г.

Австралия выступает как одна из самых активных стран по экспорту СПГ среди стран ОЭСР. Если страна в 2010 г. экспортировала 7,0 млн. м³ СПГ, то после завершения строительства двух установок по выработке СПГ Pluto и Gorgon к 2014 г. объем экспорта может вырасти до 21,0 млн. м³. Кроме этих двух установок планируется строительство еще 4-х установок по выработке СПГ, две из которых будут построены на северо-западе страны и две на востоке. Имеются планы по организации добычи метана из угольных разрезов в бассейне Bowen-Surat.

Прогноз торговли природным газом в развивающихся странах. Нетто экспорт природного газа из развивающихся стран за период прогноза вырастет с 368 млрд. м³ в 2010 г. до 490 млрд. м³ к 2035 г. В ближайшие годы ожидается более быстрый рост торговли в результате роста экспорта СПГ из стран Ближнего Востока и пуска в эксплуатацию новых газопроводов из Африки в Европу. Огромные запасы природного газа в развивающихся странах позволяют обеспечить растущие потребности в природном газе как страны ОЭСР, так и сами развивающиеся страны.

Прогноз торговли природным газом в развивающихся странах Европы и Евразии. Нетто экспорт природного газа из России – самого крупного экспортера в мире, является важным фактором экспорта из развивающихся стран Европы и Евразии, превышающим объем экспорта всех стран с развивающейся экономикой. Ожидается рост нетто экспорта природного газа из развивающихся стран Европы и Евразии со 150 млрд. м³ в 2010 г. до 402 млрд. м³ к 2035 г. при ежегодных темпах роста в 3,7 %. В России темпы роста экспорта природного газа ожидаются в 2,8 % в год со 186,0 млрд. м³ в 2010 г. до 396,0 млрд. м³ к 2035 г.

Россия, располагая огромными запасами природного газа, может в перспективе обеспечить спрос в природном газе многих импортеров. Из намеченных к строительству двух параллельных газопроводов «Северный поток» один уже пущен в эксплуатацию, а строительство второго будет завершено в 2013 г. Россией предложено еще строительство нескольких экспортных газопроводов, включая Южный поток через Черное море в Европу, а также возможность строительства газопровода в КНР.

Объемы экспорта природного газа из стран Центральной Азии в основном будут осуществляться в восточном направлении и, прежде всего, в КНР. Экспорт природного газа из стран этого региона может вырасти с 68,0 млрд. м³ в 2010 г. до 104,0 млрд. м³ к 2035 г.

Прогноз экспорта природного газа из стран Ближнего Востока. Экспорт природного газа из стран Ближнего Востока ожидается темпами в 3,6 % в год с 51 млрд. м³ в 2010 г. до 136 млрд. м³ к 2035 г. Особенно быстрый рост объемов СПГ в ближайшие годы ожидается из Катара в связи с пуском в эксплуатацию 6-го потока на крупнейшей установке по выработке СПГ мощностью 30,0 млн. м³ в год. За счет этого общий объем экспорта СПГ в 2011 г. достиг 52,0 млн. м³.

Экспорт природного газа из Катара будет расти темпами в 12,5 % в год до 2015 г. с последующим снижением до 0,9 % в год. Это связано с введением моратория на дальнейшее наращивание добычи газа на газовом месторождении Norti.

Несмотря на то, что Иран занимает второе место в мире по запасам природного газа, страна в течение многих лет занята формированием экспортной программы, что привело бы к коммерциализации его ресурсов. Такие крупные месторождения природного газа как Norti и South Pars находятся в совместной собственности с Катаром. На рассмотрении у Ирана находятся несколько проектов о разработке своей доли на этих месторождениях. Осуществление этих проектов позволит Ирану к 2035 г. довести экспорт газа до 40 млрд. м³. Помимо этого страна является сама импортером природного газа из Туркменистана в объеме около 3 млрд. м³/год, который затем направляется в Турцию. Кроме того в Иране находится в строительстве одна установка по выработке СПГ. Также в стадии обсуждения имеются и другие проекты по экспорту газа, однако введенные международные санкции вряд ли позволят осуществить эти проекты в полном объеме. Из других стран Ближнего Востока установка для выработки СПГ на экспорт мощностью 5,6 млн. м³ в 2010 г. построена в Йемене. В дополнение к этому Оман и Объединенные Арабские Эмираты также экспортируют СПГ. Однако потенциальные возможности для экспорта СПГ ограничены в связи с ростом потребностей в природном газе у самих стран, а также потребностями Кувейта в импорте значительных объемов СПГ. В целом же импорт природного газа странами Аравийского полуострова может вырасти с 2,8 млрд. м³ в 2010 г. до 85 млрд. м³ к 2035 г.

Прогноз торговли природным газом странами Африки. Экспорт природного газа из стран Африки за прогнозный период может расти темпами в 1,0 % в год со 110 млрд. м³ в 2010 г. до 140 млрд. м³ к 2035 г. Примерно 50 % экспортируемого газа из стран Северной Африки – Алжира, Египта и Ливии – по газопроводам поставляется в Испанию и Италию. Остальной объем газа в виде СПГ с установок по выработке СПГ в Алжире, Египте и Ливии поставляется в основном в европейские страны и в другие страны мира.

Нарастающие объемы экспорта природного газа из Африки прежде всего связаны с предпринимаемыми усилиями Алжира по наращиванию мощностей для экспорта природного газа по газопроводам, а также из терминалов по выработке СПГ. В марте 2011 г. началась транспортировка природного газа по газопроводу Medgas производительностью 8,5 млрд. м³ в год из Алжира в Испанию. Две установки по выработке СПГ также находятся в строительстве. К 2013 г. эти установки нарастят мощности страны по экспорту СПГ еще на 5,6 млн. м³ в год. В дополнение к этому консорциум, возглавляемый алжирской национальной нефтегазовой компанией Sonatrach и итальянской энергетической компанией Edison S.p.A. планируют построить к 2014 г. газопровод Gasdotto Algeria – Sardegna – Italia (GALSI) из Алжира в Италию, что позволит нарастить экспорт газа из Алжира еще на 11,0 млрд. м³ в год. Однако окончательного решения по финансированию этого проекта еще не принято.

В стадии планирования также находится транс-сахарский газопровод. Этот газопровод, если будет построен, имеет протяженность 4480 км и предназначается для транспорта природного газа из Нигерии через Нигог до Алжира, где будет врезаться в экспортные газопроводы, поставляющие природный газ в Европу.

Прогноз торговли природным газом в развивающихся странах Азии. В данном прогнозе группа этих стран является единственной превращающейся из нетто экспортера природного газа в крупного его импортера, достигающего импорта в 215 млрд. м³ к 2035 г. Наиболее крупными импортерами в регионе к 2035 г. явятся КНР и Индия, объем импорта которых к 2035 г. достигнет 170,0 млрд. м³. К 2035 г. до 40 % потребности КНР в природном газе и 28 % потребности Индии будут обеспечиваться за счет импорта.

Для обеспечения бесперебойного поступления нарастающих объемов импорта природного газа КНР уже к концу 2010 г. построила 4 терминала для приема СПГ, 4 новых терминала находятся в строительстве и имеются предложения о строительстве еще нескольких терминалов. КНР в настоящее время импортирует природный газ по долгосрочным контрактам из четырех стран и каждая из них имеет право на поставку не более 37 % от общего объема импортируемого газа. Компании КНР также подписали контракты на наращивание импорта СПГ из Австралии, Катара и Малайзии. Одновременно КНР проявляет интерес к поставкам природного газа по газопроводам. Первый такой газопровод для поставки природного газа из Туркменистана и Казахстана вступил в эксплуатацию в 2009 г. Другой газопровод производительностью 11 млрд. м³ в год из Мейнмара намечен к пуску в эксплуатацию в 2013 г.

КНР и Россия ведут переговоры о строительстве газопроводов для поставки природного газа в КНР. В 2009 г. главы двух государств достигли соглашения о возможном строительстве двух газопроводов большого диаметра из Восточной и Западной Сибири. Согласно этим договоренностям пропускная способность этих газопроводов составит 71,0 и 79,0 млрд. м³ в год. В течение прогнозного периода импорт природного газа в Индию будет нарастать, так как ожидаемый рост добычи

природного газа в стране будет отставать значительно от роста его потребности. К 2035 г. импорт природного газа в Индию может составить порядка 40,0 млрд. м³. Для приема нарастающего объема СПГ в Индии уже пущены в эксплуатацию три терминала по разгазированию СПГ и 4-й находится в стадии завершения строительства.

Прогноз торговли природным газом развивающимися странами Центральной и Южной Америки. Вплоть до последнего времени рынок природного газа не выходил за пределы группы стран, входящих в этот регион. Единственным объектом, участвовавшим в международной торговле, была установка по выработке СПГ в Тринидаде и Тобаго. Однако к настоящему времени страны этого региона все больше втягиваются в международную торговлю СПГ. Впервые в 2008 г. Чили на своем плавучем терминале по разгазированию начали импортировать СПГ, а за последние два года Аргентина и Бразилия ежегодно импортируют до 4,0 млн. м³ СПГ. Кроме того компания Andean South America в 2010 г. пустила в эксплуатацию установку по выработке СПГ в Pampa Malchorita (Перу). Установка мощностью в 3,0 млн. м³ начала в 2012 г. поставки СПГ в Мексику. Объемы поставки природного газа по газопроводу из Боливии в течение прогнозного периода сохранятся на одном уровне, но, экспорт этого газа, осуществляемый в основном в Бразилию, будет переориентирован в направлении Аргентины.

3. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

По среднему варианту развития экономики потребление угля в мире за прогнозный период вырастет с 5190 млн. т в 2010 г. до 7525 млн. т к 2035 г. или на 45 %. Несмотря на значительный рост объема потребления угля доля его в структуре потребления вырастет всего на 0,8 % с 26,3 % в 2010г. до 27,1 % к 2035 г.

При ежегодном темпе потребления угля в мире за прогнозный период в 1,5 % его потребление по отдельным регионам будет расти неравномерно. В странах ОЭСР объем потребления угля за прогнозный период сохранится на уровне 2010 г., в то время как в развивающихся странах темпы прироста его потребления составят 2,1 % в год, и весь наращиваемый объем потребления угля сохранят за собой развивающиеся страны.

Из общего объема потребления угля в мире 60 % будет израсходовано для выработки электроэнергии, 36 % в секторах промышленности и остальные 4 % - в коммунальном и коммерческом секторах. Доля потребления угля по отношению к общему объему потребления ПЭР за прогнозный период не претерпит значительных изменений с максимального уровня в 29 % в 2010 г. с падением до 27 %, начиная с 2015 г. до 2035 г.

Мировая торговля углем за прогнозный период вырастет с 783 млн. т в 2010 г. до 1270 млн. т (рост на 62 %). Доля мировой торговли углем к общему объему его потребления не претерпит значительных изменений и за прогнозный период сохранится на уровне 17 %. Это связано с тем, что крупнейшие потребители угля в мире – КНР и Индия большую часть спроса на уголь будут обеспечивать за счет добычи в своих странах.

3.1. Потребление угля странами ОЭСР

По среднему варианту развития экономики потребление угля странами ОЭСР снижается с 1639 млн. т в 2010 г. до 1550 млн. т к 2020 г. и к 2035 г. может вырасти до 1680 млн. т, что в основном связано с ростом цен на природный газ в США. Это позволяет углю лучше конкурировать с природным газом в электрическом секторе. Почти весь рост потребления угля после 2020 г. произойдет в странах ОЭСР Северной Америки.

Потребление угля в странах ОЭСР Северной Америки. Потребление угля в США в 2010 г. составило 779 млн. т или более 92,0 % от общего объема потребления странами ОЭСР Северной Америки и почти 42,0 % от общего объема потребления странами ОЭСР. Потребление угля в США к 2035 г. составит почти 875 млн. т. Несмотря на это доля потребления угля в выработке электроэнергии снизится с 48,0 % в 2010 г. до 43,0 % к 2035 г.

Рост потребления угля на существующих угольных электростанциях и на нескольких новых строящихся и с учетом работы нескольких установок по выработке жидких видов топлива из угля способствует более умеренному ежегодному росту потреблению угля за прогнозный период в 0,3 %. Хотя и намечается за период с 2010 г. по 2035 г. рост на 22,0 % выработки электроэнергии на угольных электростанциях, высокая стоимость строительства является основным фактором, сдерживающим их проектирование. В ближайшую перспективу из-за низких цен на природный газ ожидается перевод значительного количества угольных электростанций на газовое топливо. Мощности по выработке электроэнергии на газовом топливе за прогнозный период вырастут почти на 39,0 %, за счет возобновляемых источников энергии – на 32,0 %.

В Канаде за прогнозный период намечается сокращение потребления угля на 7,2 млн. т в основном из-за того, что правительство провинции Онтарио решило к концу 2014 г. прекратить выработку электроэнергии на угольных электростанциях.

В Мексике/Чили потребление угля за прогнозный период вырастет на 18 млн. т в основном из-за повышенного спроса на электроэнергию. В Мексике в конце 2010 г. была введена на Тихоокеанском побережье новая угольная электростанция мощностью 0,7 ГВт. В Чили угольная электростанция мощностью 1,7 ГВт находится в стадии завершения строительства. Новая заинтересованность Чили в строительстве угольных электростанций связана со значительным ростом спроса на электроэнергию и одновременно с ненадежными поставками природного газа из Аргентины.

Потребление угля в странах ОЭСР Европы. Ожидается сокращение потребления угля с 440 млн. т в 2010 г. до 375 млн. т к 2035 г. или на 15 %. В 2010 г. потребление угля в электроэнергетике и промышленных секторах составило 94 % от общего объема его потребления и при этом потребление угля в электроэнергетике составил 313 млн. т и в промышленных секторах – 111 млн. т. За прогнозный период произойдет падение потребления угля в обоих секторах, при этом ежегодные темпы падения потребления в промышленном секторе составят примерно 0,9 %, в электроэнергетике – 0,5 %.

Общая установленная мощность угольных электростанций в странах ОЭСР Европы упадет со 195 ГВт в 2010 г. до 165 ГВт к 2035 г. и доля его потребления в общем объеме выработки электроэнергии упадет с 25 % до 16 %. Имеются также планы замены в какой-то степени устаревших и неэффективных мощностей угольных электростанций за счет строительства новых угольных электростанций. В

настоящее время в строительстве находятся угольные электростанции мощностью около 20 ГВт, из них примерно половина в Германии. Из-за аварии на АЭС в Японии правительство Германии пересмотрело свое решение от сентября 2010 г. продлить срок эксплуатации АЭС общей мощностью 21 ГВт и возможно из-за этого планы закрытия старых угольных станций мощностью 13 ГВт не состоятся. Вероятнее всего эти старые угольные электростанции будут реконструированы с использованием современного оборудования, и они смогут обеспечить выработку электроэнергии в объемах, достаточных для восполнения потерь на всех АЭС из-за отказа продлить срок их эксплуатации.

Потребление угля в странах ОЭСР Азии. Незначительные колебания объемов потребления угля в странах ОЭСР Азии является результатом разнонаправленных трендов: в Японии ожидается снижение потребления угля за прогнозный период на 16 млн. т, в то время как в Южной Корее – рост на 13 млн. т. Япония является самым крупным потребителем угля в этом регионе, но его потребление падает из-за снижения численности населения и ожидаемой замены альтернативными энергоносителями, включая возобновляемые источники энергии и природный газ для выработки электроэнергии.

В Южной Корее ожидается ежегодный рост потребления угля в 1,0 % с 93 млн. т в 2010 г. до 122 млн. т к 2035 г. В этой стране более $\frac{3}{4}$ общего объема потребления угля приходится на выработку электроэнергии.

Потребление угля в Австралии и Новой Зеландии остается на одном уровне вплоть до 2035 г. Потребление угля в Австралии в 2010 г. составило 96 % от общего объема его потребления в этом регионе. При наличии значительных запасов угля (в основном в Австралии) выработка электроэнергии базируется на угольном топливе, хотя за прогнозный период ожидается значительное сокращение его доли. Если угольные электростанции в 2010 г. выработали 66 % от общего объема ее выработки, то к 2035 г. ожидается только 39 %. По сравнению с углем выработка электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии и на природном газе будет расти более высокими темпами.

3.2. Потребление угля развивающимися странами

В отличие от стран ОЭСР потребление угля в развивающихся странах и, особенно, в странах Азии будет расти более высокими темпами. Из-за высоких темпов роста экономики и соответствующего роста спроса на энергию в развивающихся странах потребление угля к 2035 г. ожидается на уровне 5850 млн. т по сравнению с 3542 млн. т в 2010 г. Значительный рост потребления угля в развивающихся странах иллюстрирует важную роль угля в обеспечении потребностей в энергии этого региона. За весь прогнозный период более $\frac{1}{3}$ потребностей в энергии будет обеспечиваться за счет угля.

Потребление угля в развивающихся странах Азии. За прогнозный период почти весь прирост потребления угля в мире ожидается в развивающихся странах Азии. В этих странах ожидаются высокие темпы роста экономики в 5,3 % в год, в том числе в КНР – 5,7 % в год и Индии – 5,5 % в год. В этих странах основная доля растущей потребности в энергии, особенно, в электроэнергетике и промышленных секторах, будет удовлетворяться за счет угля. В КНР потребление угля для выработки электроэнергии вырастет с 1150 млн. т в 2010 г. до 2285 млн. т к 2035 г. при ежегодных темпах роста потребления в 3,0 %. (Ежегодные темпы роста потребления угля в электроэнергетике США ожидаются только на уровне 0,2 % с 741

млн. т в 2010 г. до 780 млн. т к 2035 г.) К началу 2010 г. КНР располагала мощностями угольных электростанций в 570 ГВт. Чтобы удовлетворить рост потребности страны в электроэнергии к 2035 г. дополнительно планируется ввести в эксплуатацию угольные электростанции мощностью на 470 ГВт. Это потребует вводить ежегодно новые угольные электростанции мощностью по 18 ГВт. Этот показатель значительно ниже ежегодно введенных мощностей в 55 ГВт за предшествующие пятилетки. Доля угля в выработке электроэнергии может упасть с 80 % в 2010 г. до 66 % к 2035 г., так как выработка электроэнергии на АЭС, от возобновляемых источников энергии и природного газа будет расти более быстрыми темпами по сравнению с угольными электростанциями.

Около 52 % потребления угля в КНР в 2010 г. израсходовано в других секторах экономики и в основном в промышленных секторах. За прогнозный период потребление угля в промышленных секторах вырастет на 675 млн. т. В промышленных секторах самым крупным потребителем угля является производство кокса, который в свою очередь в основном идет на выплавку чугуна. В 2010 г. на производство кокса было израсходовано 457 млн. т угля или около 34 % от общего объема его потребления в промышленных секторах. КНР по производству стали и чугуна занимает первое место в мире и фактически производит 38 % от мирового производства стали и 50 % от мирового производства чугуна.

В КНР основными потребителями угля являются промышленные сектора, однако в течение прогнозного периода его доля будет падать. Доля потребления электроэнергии в промышленных секторах вырастет с 19 % в 2010 г. до 26 % к 2035 г., в то время как доля угля упадет с 62 % до 55 %.

В Индии за прогнозный период 54 % от нарастающего объема потребления угля ожидается израсходовать на выработку электроэнергии и основную долю от 46 % израсходовать в промышленных секторах. В 2010 г. угольные электростанции в Индии израсходовали 250 млн. т угля или 62 % от всего объема потребления угля в стране. Потребление угля электростанциями к 2035 г. составит до 410 млн. т, что потребует ввода новых мощностей угольных электростанций на 72 ГВт. В результате этого, общая мощность угольных электростанций Индии вырастет со 100 ГВт до 171 ГВт к 2035 г. Несмотря на рост за прогнозный период выработки электроэнергии угольными электростанциями на 71 %, однако более быстрыми темпами будет расти выработка электроэнергии за счет природного газа, атомной энергетики и возобновляемых источников энергии, в результате чего доля выработки электроэнергии на угольных электростанциях упадет с 67 % в 2010 г. до 51 % к 2035 г.

В других развивающихся странах Азии потребление угля за прогнозный период вырастет с 230 млн. в 2010 г. до примерно 395 млн. т к 2035 г. Растущий спрос на уголь в этих странах связан с необходимостью удовлетворения потребностей в нем промышленных секторов и электроэнергетики. Ожидается значительный рост потребления угля для выработки электроэнергии в Индонезии и Вьетнаме, где планируется строительство и ввод в эксплуатацию новых угольных электростанций значительной мощности.

Потребление угля в развивающихся странах Европы и Евразии за прогнозный период несколько снизится с 316 млн. т в 2010 г. до 305 млн. т к 2035 г. В России потребление угля в 2010 г. составило 162 млн. т или более 51 % потребления угля в регионе. Россия занимает ведущее положение по объему его потребления в регионе. Доля потребления угля в 2010 г. в России составила 15 % от общего объема потребления ПЭР, к 2035 г. она может составить 14 %. Доля

потребления угля для выработки электроэнергии в 2010 г. составила от его общего объема потребления 18 % и к 2035 г. она может составить 14 %.

Потребление угля в России к 2035 г. ожидается на уровне 175 млн. т. Природный газ в России в течение прогнозного периода явится основным источником для выработки электроэнергии, однако ожидается значительное сокращение его доли из-за роста выработки электроэнергии на АЭС и с использованием возобновляемых источников энергии. За прогнозный период выработка электроэнергии за счет АЭС и возобновляемых источников вырастет на 82 %, за счет угольных и газовых электростанций – на 18 %.

Потребление угля в других развивающихся странах Европы и Евразии снизится с 155 млн. т в 2010 г. до 130 млн. т к 2035 г. В этом регионе в прогнозный период выработка электроэнергии на угольных электростанциях сохранится на одном уровне, причем доля выработки электроэнергии на угольных электростанциях сократится с 34 % до 24 % к 2035 г. За тот же период к 2035 г. выработка электроэнергии на АЭС вырастет на 38 % и на электростанциях на природном газе – на 38 %.

Потребление угля в развивающихся странах Африки вырастет с 163 млн. т в 2010 г. до 255 млн. т к 2035 г. В настоящее время до 93 % от общего объема потребления угля на континенте приходится на ЮАР, и до конца прогнозного периода эта страна сохранит за собой наибольший объем потребления угля.

Из-за роста в последние годы спроса на электроэнергию в ЮАР Государственным поставщиком электроэнергии (State-owned electricity supplier Eskom) принято решение возобновить строительство остановленных более 10 лет назад трех угольных электростанций (Camden, Grootvlei и Komati). Общая мощность этих трех электростанций, пуск которых намечен на 2012 г., составляет 3,8 ГВт. В дополнение к этому Eskom приступил к строительству еще двух новых угольных электростанций (Medupi и Kusile) общей мощностью 9,6 ГВт. На этих электростанциях 12 отдельных блоков планируется принять в эксплуатацию к концу 2017 г. В апреле 2010 г. Мировой банк одобрил предоставление кредита в размере \$3,8 млрд. Eskom, чтобы помочь финансированию ряда проектов, относящихся к энергетическим проектам, включая \$3,1 млрд. для завершения строительства угольной электростанции Medupi.

Сложившейся в последнее время дефицит электроэнергии и отсутствие резервных мощностей в ЮАР оказали определенное воздействие на проявление повышенного интереса к строительству новых угольных электростанций и за пределами этой страны. Особый интерес представляет и то, что несколько крупных международных компаний вкладывают крупные инвестиции в разработку месторождений угля в Мозамбике и Ботсване с целью обеспечения топливом как своих угольных электростанций, так и для экспорта на мировые рынки.

За прогнозный период потребление угля в промышленных секторах этого региона вырастет почти на 22 млн. т, или на 26 % от всего объема роста его потребления. Этот объем угля намечается израсходовать на выработку пара и тепла на промышленных предприятиях, на производство кокса для сталелитейной отрасли, а также на выработку синтетического жидкого топлива из угля. В настоящее время в ЮАР находятся в эксплуатации две крупные установки общей мощностью 7,5 млн. т в год для выработки жидкого топлива из угля (Sasol II и Sasol III). Эти установки обеспечивают до 25 % от общего объема потребности страны в жидком

топливе. К концу прогнозного периода намечается, что в африканских странах выработка синтетического жидкого топлива может составить около 13,7 млн. т в год.

Потребление угля в развивающихся странах Центральной и Южной Америки. Потребление угля в этой группе стран в 2010 г. составило 28,8 млн. т и 61 % от этого объема потребления приходится на Бразилию, которая занимает 9-е место в мире по выплавке стали. Основными потребителями оставшегося объема угля являются Колумбия, Перу, Аргентина и Пуэрто-Рико. За прогнозный период ожидается рост потребления угля в этом регионе на 54 млн. т и основной объем этого потребления падает на Бразилию для производства кокса для выплавки стали. Сталелитейные компании Бразилии планируют значительно увеличить объемы выплавки стали в ближайшие несколько лет. Потребление угля вырастет также в электроэнергетическом секторе в связи с завершением строительства новых трех угольных электростанций в 2012 и 2013 гг. Общая мощность угольных электростанций Ресем I, Ресем II и Itaqui составит 1,4 ГВт.

Потребление угля в странах Ближнего Востока в 2010 г. составило 14,4 млн. т. Из этого объема 83,0 % приходится на Израиль и большая часть оставшегося объема падает на Иран. За прогнозный период потребление угля в этом регионе сохранится примерно на текущем уровне.

3.3. Прогноз добычи угля в мире

За прогнозный период добыча угля в мире вырастет на 2187 млн. т с 5372 млн. т в 2010 г. до 7565 млн. т к 2035 г. при ежегодных темпах прироста в 1,4 %. Наибольшие объемы роста добычи угля ожидаются в развивающихся странах в 1894 млн. т с 3896 млн. т в 2010 г. до 5790 млн. т к 2035 г. (ежегодные темпы прироста 1,7 %).

В странах ОЭСР темпы прироста добычи угля ожидаются всего на уровне 0,6 % в год при росте добычи с 1482 млн. т в 2010 г. до 1775 млн. т к 2035 г. (рост на 293 млн. т). В странах ОЭСР рост добычи угля за прогнозный период ожидается в Австралии/Новой Зеландии на 199 млн. т, в США на 136 млн. т, в странах Европейского Союза ожидается падение добычи угля на 57 млн. т.

3.4. Мировая торговля углем

За прошедшее десятилетие произошло значительное усложнение мировой торговли углем, включая ее предсказуемость из-за быстрого роста спроса на уголь в развивающихся странах, срывах в его поставках и возникновением новых источников поставки угля. Для ряда стран с ростом потребления угля было затруднено диверсифицировать источники поставок. Некоторые страны-поставщики угля, включая Австралию и ЮАР, ориентировались на поставку угля в КНР, в то время как КНР воздерживается от экспорта угля. С другой стороны некоторые страны могли бы диверсифицировать свои поставки угля за счет инвестирования на наращивание добычи угля в Колумбии, России и Индонезии. За прогнозный период вплоть до 2035 г. ожидается рост торговли, как коксующимся углем, так и энергетическим, продолжится конкурентная борьба между поставщиками угля, а также усилением тенденции по диверсификации поставщиков угля, чтобы ослабить риски в период перерывов в поставках угля.

Сохранится долгосрочная перспектива наращивания торговли углем путем морских перевозок в основном из-за роста потребления угля в развивающихся странах – особенно в КНР и Индии. Хотя на мировой рынок поступают

энергетические и коксующиеся угли, наибольшие объемы составляют энергетические угли и доля последних к 2035 г. может составить до 71 %.

В 2009 г. из общего объема экспорта энергетических углей 67 % поступило в развивающиеся страны Азии и их доля к 2035 г. может вырасти до 71 %. Доля импорта коксующихся углей в развивающиеся страны Азии за прогнозный период не упадет ниже 66 % от общего объема импорта.

Торговля углем в мире в 2010 г. составил 15 % от общего объема его потребления и за прогнозный период вырастет на 510 млн. т. В развивающихся странах Азии ожидается самый большой рост потребления угля, особенно в КНР и Индии, которые большую часть потребляемого угля удовлетворяют за счет роста его добычи внутри своих стран. Поэтому за прогнозный период доля мировой торговли углем по отношению к общему объему его потребления будет расти весьма умеренно и к 2035 г. может составить около 17 %.

3.5. Импорт угля в мире

Импорт угля странами Азии. Страны Азии остаются самыми крупными импортерами угля, их импорт может достигнуть 70 % от всего наращиваемого объема импорта за прогнозный период. Импорт угля в страны Азии может составить к 2035 г. до 865 млн. т.

Япония среди стран Азии является крупнейшим импортером угля и за прогнозный период произойдет некоторое снижение объема его импорта с 160 млн. т в 2010г. до 135 млн. т к 2035 г. В настоящее время до 60 % энергетического и коксующегося угля Япония импортирует из Австралии и к 2035 г. доля импорта из этой страны может снизиться до 50 %. Японские компании вкладывают инвестиции для наращивания добычи угля в ряде других стран, включая Россию и Канаду. По объему выплавки стали Япония занимает второе место в мире после КНР, поэтому будет продолжать импортировать коксующийся уголь и до 2035 г.

Южная Корея и Тайвань большую часть потребляемого ими угля будут импортировать до 2035 г. В связи с запланированным наращиванием мощностей угольных электростанций доля импорта угля этими странами за прогнозный период может составить до 16 % от общего объема импорта угля в мире.

Импорт угля КНР за прогнозный период может вырасти с 100 млн. т в 2010 г. до 315 млн. т к 2035 г. и к 2015 г. по объему импорта угля обойдет Японию. Несмотря на значительный объем импорта, основная доля потребления угля будет обеспечиваться за счет его добычи в самой КНР. Если в КНР, как самым крупным потребителем угля и одновременно как самым крупным объемом по его добычи произойдут какие-то сбои в добыче угля, это может оказать значительное воздействие на состояние мировой торговли углем.

В долгосрочной перспективе ряд факторов могут вызвать снижение объемов импорта угля морским транспортом. Ожидаемый рост импорта угля из Монголии в КНР по суше будет способствовать сокращению объемов импорта морским транспортом. Значительный рост добычи угля во Внутренней Монголии с доведением к 2015 г. объема добычи до 500 млн. т также будет способствовать сокращению импорта угля морским транспортом.

В последние годы Индия, как и КНР, наращивала объемы импорта угля. К 2035 г. объем импорта как энергетических, так и коксующихся углей в Индии возрастет почти в 2,6 раза по сравнению с 2010 г. Это связано с тем, что страна сталкивается с проблемой наращивания добычи угля внутри страны из-за

низкого качества запасов как коксующихся, так и энергетических углей. На долгосрочную перспективу Индия планирует к 2020 г. обеспечить выплавку стали от 165 до 198 млн. т по сравнению с 67 млн. т в 2010 г. Кроме того, Индия занимает четвертое место в мире по объему выплавки чугуна. Все это потребует дальнейшего наращивания объемов импорта коксующегося угля. В ближайшие годы по объему импорта угля Индия должна обойти Японию и займет второе место в мире по его импорту после КНР. За прогнозный период большая часть импорта коксующихся углей будет поступать из Австралии, однако ожидается также некоторый рост импорта из стран Африки.

В связи с планами Индии по строительству крупных угольных электростанций потребуются также наращивать и импорт энергетических углей. По этой причине планируемые к строительству крупные угольные электростанции будут располагаться в прибрежных регионах из расчета, что на них будет сжигаться уголь, поступающий по импорту.

За последние годы Индией успешно осуществлены работы по строительству портовых сооружений для приема угля по импорту. С 2008 г. приняты в эксплуатацию несколько новых портов, включая порт Krishnapatnam, рассчитанный на прием 66 млн. т угля, и порт Gangavaran, рассчитанный на прием 39 млн. т угля. Новый порт Dhamra с возможностью приема саморазгружающихся углевозов вступил в эксплуатацию в 2010 г. Только один порт Mundva, принадлежащий частному владельцу, рассчитанный на прием 66 млн. т угля, в 2010 г. обеспечил прием до 60 % от всего объема угля, поступающего по импорту. Основными поставщиками энергетических углей в настоящее время являются Индонезия и ЮАР.

Импорт угля в страны Европы, Ближнего Востока и Африки. После падения спроса на уголь в 2009 г., импорт угля в эти группы стран восстановился на уровне 2008 г. и этот уровень импорта сохранится на весь прогнозный период. В большинстве стран Европы большее предпочтение отдается природному газу для выработки электроэнергии, поэтому использование угля в электроэнергетике стало менее привлекательным. Также происходит некоторое сокращение объема импорта угля с низким содержанием серы из стран Евразии и Южной Америки, что связано с вводом в эксплуатацию на существующих угольных электростанциях установок по обессериванию угля.

Некоторые европейские страны будут наращивать импорт угля, чтобы компенсировать падение добычи угля в своих странах. Например, Германия планирует к 2018 г. прекратить добычу угля на еще оставшихся шахтах, однако выполнение этого плана может не состояться в связи с принятым решением о прекращении выработки электроэнергии на АЭС. Все это приведет к наращиванию объема импорта угля для тепловых электростанций.

Ожидаемый же значительный рост спроса на электроэнергию в Турции, а также рост производства стали, потребуют наращивания импорта угля, что в какой-то степени компенсирует снижение потребления угля за прогнозный период в странах Европы. В последнее десятилетие в Турции наблюдался наибольший объем импорта энергетического угля, большая часть которого поставлялась Россией. В Турции до 2015 г. ожидается рост выплавки стали на 3 млн. т, что потребует импорта коксующихся углей, однако в последующие годы для производства стали будут внедряться электродуговые печи, не требующие коксующихся углей, что окажет воздействие на импорт угля.

В Италии перевод тепловых электростанций с жидкого топлива на уголь, включая недавно принятую в эксплуатацию электростанцию в Torrevadalinga North, также будут способствовать сдерживанию снижения импорта угля в страны Европы. К 2015 г. одна электростанция в Torrevadalinga North потребует импорта энергетических углей в объеме 9 млн. т в год.

Импорт угля в страны Америки. В США рост импорта угля ожидается вплоть до 2035 г. В связи со снижением производительности труда на шахтах в Центральном Аппалачи и ростом потребления угля импорт угля ожидается в прибрежных штатах на востоке и юге страны. Ожидается, что страны Южной Америки, особенно Колумбия, будут основными поставщиками угля в США.

США являются основным экспортером угля в Канаду, в том числе Канада импортирует большую часть энергетического угля из США. Однако проектируемые объемы поставок энергетического угля из США в Канаду ожидаются значительно ниже исторически сложившегося уровня. В настоящее время объемы поставок угля по импорту в Канаду более чем на 50 % ниже наибольшего объема его импорта десять лет назад и вряд ли можно ожидать какого-либо его роста за прогнозный период.

В 2010 г. на электростанции Nanticoke блоки 3 и 4 и на электростанции Lambton блоки 1 и 2 временно приостановили выработку электроэнергии в соответствии с принятым планом в провинции Онтарио о прекращении выработки электроэнергии на всех угольных электростанциях. По принятому закону провинции Онтарио угольные электростанции мощностью 4 ГВт, работающие на привозном угле, будут закрыты к 2035 г. по соображениям охраны окружающей среды.

В связи с наличием хорошей рудной базы в Бразилии ожидается наращивание мощностей по выплавке стали, что повысит спрос на коксующийся уголь, запасы которого в Бразилии отсутствуют. США, Австралия, Канада и ЮАР имеют потенциальные возможности удовлетворить часть потребности Бразилии в импорте угля. В целом же потребности американских стран (в основном для удовлетворения потребностей Бразилии) в коксующихся углях вырастут с 18 млн. т в 2010 г. до почти 70 млн. т к 2035 г. Среди стран Южной Америки вплоть до 2035 г. наибольшие объемы импорта энергетических углей ожидаются в Бразилии и Чили.

3.6. Экспорт угля в мире

Из общего объема экспорта угля в мире в 2010 г. 72 % или 550 млн. т приходится на энергетический уголь. Самыми крупными экспортерами энергетического угля являются пять стран, в том числе Индонезия, Австралия Южная Америка (в основном Колумбия), из Евразийских стран в основном Россия, из южно-африканских стран в основном ЮАР. В настоящее время Индонезия является самым крупным экспортером энергетических углей, однако к концу прогнозного периода Австралия превзойдет по объему экспорта Индонезию. Самыми крупными экспортерами коксующихся углей являются Австралия, США и Канада и за ними сохранится такое положение до конца прогнозного периода.

Австралия является ведущей страной по экспорту как энергетических, так и коксующихся углей. В 2010 г. от общего объема добычи угля около 78 % было экспортировано. Австралия занимает доминирующее положение в международной торговле углем, так как продолжает улучшать и развивать транспортную инфраструктуру с целью ускорения поставок угля на мировой рынок. Австралия занимает ведущее положение в экспорте коксующихся углей в страны Азии, объем поставок которого может составить к 2035 г. до 67 % импорта по сравнению с 72 % в

2010 г. Снижение доли Австралии в объемах импорта угля стран Азии частично связано с ожидаемой доступностью поставок угля из ряда стран Африки, а также ростом спроса на коксующиеся угли со стороны Индии, удобное географическое положение которой позволяет обеспечить поставки из ряда других стран.

В последние годы в Австралии были завершены строительством некоторые объекты инфраструктуры, а также созданы дополнительные мощности. В порту залива Dalrymple в Квинслэнде работы по наращиванию его мощности с 75 млн. т до 94 млн. т были завершены в 2009 г. Работы по строительству третьего порта в Ньюкасле были завершены в 2010 г. и его мощность возросла на 33 млн. т. На новом угольном порту на острове Kooragang в Южном Уэльсе намечается довести мощности до 66 млн. т, половина из которых сдана в эксплуатацию в 2011 г. Намечается к 2015 г. нарастить мощности по добыче угля в стране на 100 млн. т за счет осуществления работ по наращиванию мощности по добыче угля на ряде шахт. Представители Бюро по экономике и науке сельского хозяйства и ресурсам Австралии (Australian Bureau of Agriculture and Resources and Sciences) оценивают, что к 2015 г. потребуется ввести новые мощности по добыче коксующихся углей на 68 млн. т. Способность поставки таких объемов угля может сдерживаться и на перспективу возможностями перевозки угля из шахт до портов отгрузки.

Потенциальными возможностями наращивания экспорта угля располагают Индонезия, где добыча относительно дешевого угля осуществляется открытыми карьерами. В этой стране экспорт угля в 2010 г. достиг 330 млн. т по сравнению с 66 млн. т в 2000 г. Крупнейшая угледобывающая компания Индонезии PT Bumi Resources Tbk планирует довести добычу угля до 122 млн. т в 2012 г. с 69 млн. т в 2009 г. Другая угледобывающая компания Индонезии PT Adare Energy Tbk планирует нарастить добычу угля на 44 млн. т в течение 2009-2014 гг., включая доведение мощности экспортного терминала в Kelanis до 33 млн. т в год.

В долгосрочной перспективе следующими сдерживающими факторами наращивания экспорта угля являются недостаточное развитие транспортной инфраструктуры, темпы роста внутреннего потребления угля и будет ли дано предпочтение именно наращиванию внутреннего потребления угля. Определенное беспокойство вызывает также состояние загрязнения окружающей среды. В начале 2011 г. официальные представители индонезийского правительства еще раз заявили о намерениях правительства сократить экспорт угля на 50-60 %. В перспективе Индонезия одновременно будет удовлетворять растущие внутренние потребности угля и наращивать экспорт угля более медленными темпами по сравнению с прошедшим периодом.

За последние несколько лет экспорт угля из ЮАР сократился до уровня 72 млн. т в основном из-за сдерживающих инфраструктурных факторов. Однако ожидается, что уголь будет играть важную роль в экономике ЮАР. Примером этого могут служить проекты по наращиванию добычи на 11 млн. т энергетического угля на шахте Douglas Middelburg и на 6 млн. т на шахтах Optimum Coal's Boshmannpoort и Kwangaa. Несмотря на окончание строительства экспортного терминала Richards Bay на 100 млн. т в год, однако из-за сдерживающих факторов, связанных с ограниченными возможностями транспортировки таких объемов угля железнодорожным транспортом, на ближайшую перспективу терминал может осуществлять отгрузку угля только в объеме 67 млн. т. Для дальнейшего наращивания мощностей по экспорту угля имеются также предложения увеличить мощности по экспорту угля по 10 млн. т в терминале Maputo по соседству с Мозамбиком и уже в упомянутом терминале Richards Bay.

Мозамбик и Ботсвана также начали играть определенную роль в мировой торговле углем. В Мозамбике в финансировании операций по добыче угля в бассейне Moatize имеют свою долю участия следующие компании: Tata Steel (Индия), Companhia Vale do Rio Doce (Бразилия) и Riversdale Mining (Австралия). В бассейне Matze мощности по добыче коксующихся углей составят от 9 до 14 млн. т в год и энергетических углей от 3 до 5 млн. т в год. Экспорт угля из бассейна Moatize начался в 2011 г. Железная дорога от бассейна до порта Beira была модернизирована и способна перевозить около 7 млн. т угля. Завершены предпроектные работы по доведению мощности порта Beira до 20 млн. т угля в год, а также строительству новой железной дороги до порта Nacala на севере Мозамбика. Ботсвана, не имеющая выхода к морю, также проявляет интерес к наращиванию объемов добычи угля и к строительству железной дороги от своих угольных шахт до порта в Атлантике на побережье Намибии.

В России основным препятствием для наращивания экспорта угля является пропускная способность железных дорог от угольных бассейнов до портовых сооружений. Несмотря на это Россия смогла в 2008 г. обеспечить экспорт угля морскими перевозками в объеме 76 млн. т, что в три раза превышает объем экспорта угля в 2000 г. К 2010 г. Россия стала крупнейшим поставщиком угля в Европу морским транспортом. Российская компания Мечел по добыче угля и производству стали ввела в эксплуатацию месторождение коксующихся углей Элга и планирует обеспечить добычу от 27 до 30 млн. т в год. Экспорт угля в страны Азии будет наращиваться в результате увеличения мощности по отгрузке угля в новом порту Мучка на тихоокеанском побережье, где Сибирская угольная и энергетическая компания увеличила ее мощность по отгрузке угля до 13 млн. т в год. В дополнение к этому компания Мечел планирует построить в заливе Мучка новый терминал для отгрузки угля объемом 28 млн. т в год. В 2012 г. началось строительство терминала в Лавне на берегу Баренцева моря для экспорта угля на европейские и американские рынки. Строительство терминала на начальную мощность в 7 млн. т планируется завершить к концу 2014 г. с последующим доведением его мощности до 39 млн. т в год.

Экспорт угля из США прогнозируется увеличить с 54 млн. т в 2010 г. до 100 млн. т к 2035 г. Основные порты по экспорту угля из США расположены на востоке страны, но в связи со спросом на уголь в странах Азии США оказались в невыгодном положении по сравнению с другими странами-экспортерами угля в страны этого региона. Из-за высоких издержек по транспортированию угля из восточного побережья страны на рынки Азии экспорт угля из США в этот регион не выдерживает конкуренции по сравнению с поставщиками из других стран. Несмотря на это в 3-ем квартале 2010 г. США экспортировали в страны Азии 13 млн. т коксующихся углей по сравнению с экспортом 4 млн. т в 3-ем квартале 2009 г.

Одной из причин, препятствующих наращиванию объемов экспорта угля США, является отсутствие крупного экспортного терминала на западном побережье страны, ближе расположенного как к рынкам стран Азии, так и к региону с добычей энергетических углей в бассейне Powder River. Хотя были выполнены предпроектные работы по строительству портов в Longview и Cherry Point (штат Вашингтон), однако протесты со стороны представителей по охране окружающей среды и растянувшийся процесс согласования с органами власти могут воспрепятствовать или задержать финансирование этих работ. Тем временем компания Arch Coal, осуществляющая добычу угля в бассейне Powder River, договорилась с руководством терминала Ridly в провинции Британская Колумбия

(Канада) об экспорте угля через этот терминал до 2015 г. (за первый год около 2 млн. т).

В ближайшие годы завершение работ по строительству нового панамского канала может улучшить конкурентоспособность экспорта угля из США. В дополнение к этому ожидаемый высокий спрос на уголь в мире и определенные трудности в других странах, экспортирующих уголь, будут способствовать наращиванию большего объема экспорта угля из США. С другой стороны возможности дополнительной поставки угля на экспорт из ряда стран, включая дополнительные поставки угля из Монголии, стран Африки и Австралии, а также решение проблем транспортировки из ряда других стран могут способствовать значительному росту объемов экспорта угля в мире и соответственно будут способствовать снижению мировых цен на уголь. В течение прогнозного периода США будут оставаться маргинальными поставщиками угля в мире, несмотря на определенные усилия по наращиванию экспорта угля по сравнению с началом 2000 г. Бразилия останется самым крупным импортером коксующихся углей из США и Европа также останется значительным импортером угля из США.

Канада является экспортером коксующихся углей, и сохраняет за собой до 10 % экспорта коксующихся углей морскими перевозками в мире. При значительном росте спроса на коксующиеся угли в мире за последние годы в Канаде не был отмечен какой-либо рост экспорта этих углей. Некоторые канадские компании имеют намерения конкурировать более эффективно на мировом рынке угля. Угледобывающая компания Канады Western Coal значительно подняла производительность труда и тем самым снизила издержки на добычу на многих своих угольных шахтах, а также приступила к отгрузке угля на больших саморазгружающихся углевозах с целью снижения удельных затрат до более конкурентного уровня. Угледобывающая компания Tech Resources сохранила на долгосрочный период мощность по экспорту угля в терминалах на западном побережье страны. Что касается терминала по отгрузке угля Ridley в провинции Британская Колумбия, имеются предложения довести его мощность по отгрузке до 22 млн. т.

Страны Южной Америки удержат к 2035 г. за собой третье место по объему экспорта угля в основном за счет продолжающегося наращивания экспорта угля из Колумбии. Правительство Колумбии ожидает, что объем добычи угля в стране к 2020 г. достигнет 160 млн. т по сравнению с 87 млн. т в 2009 г. Такой рост добычи угля потребует крупных капиталовложений на наращивание мощностей по добыче угля, на улучшение инфраструктуры железнодорожных перевозок и на повышение мощностей по отгрузке на экспортных терминалах. Угольная компания Drummond Coal осуществляет добычу угля в своей шахте в Колумбии и к 2032 г. планирует обеспечить объем добычи в 40 млн. т. На шахте Cerrejon, находящаяся в совместном владении компаний Anglo American и BHP Billiton, также планируется к 2014 г. довести добычу угля до 40 млн. т и в последующие годы – до 60 млн. т. В дополнение к этому на шахте El Hatillo поднят объем добычи угля с 1,8 млн. т до 5 млн. т в 2012 г. В Колумбии определенные трудности также связаны с улучшением транспортной инфраструктуры для перевозки угля. Планируется осуществить строительство порта-терминала в Barranquilla мощностью до 39 млн. т в год, куда уголь будет поступать по реке. Имеются предложения построить к 2013 г. тоннель, который может ускорить поставку угля самосвалами до терминала Buenaventura, расположенного на берегу Тихого океана. Можно ожидать осуществления проекта строительства железной дороги Carare с целью ускорения поставки угля из угольных шахт в Центральном регионе Колумбии на побережье Карибского моря, так как в

последнее время к нему стали проявлять интерес зарубежные инвесторы. Другим объектом, направленным на наращивание экспорта угля является трасса вдоль колумбийского побережья Карибского моря. Здесь идет строительство терминала Nuevo в порту Cienaga мощностью 66 млн. т в год. В 2013 г. половина этой мощности будет введена в эксплуатацию. Угольная компания Бразилии Brazil's MPX планирует построить в Dibulla на побережье Карибского моря терминал для экспорта угля в объеме 20 млн. т в год и способного принимать более крупные саморазгружающиеся углевозы. Большинство проектов, связанных с наращиванием объемов экспорта угля из Колумбии, находятся в Карибском море, восточнее Панамского канала. Строительство нового панамского канала, начатое в 2008 г. и ожидаемым вводом в эксплуатацию в 2015 г., существенно улучшит условия для экспорта угля из США и стран Южной Америки в азиатские страны. По новому Панамскому каналу могут проходить более крупные суда водоизмещением на 20 % выше, чем у судов, проходящих по старому каналу. Так как многие терминалы без дноуглубительных работ не смогут принимать более крупные суда, то это в какой-то степени может сказаться на снижении экспортного потенциала.

3.7. Запасы угля в мире

Общие запасы угля в мире исчисляются на уровне 860 млрд. т, и обеспеченность запасами составляет 126 лет (табл. 3.1.). За последние десятилетия наблюдалось значительное колебание запасов угля с 1040 млрд. т в 1991 г. до 825 млрд. т в 2008 г., однако в 2009 г. запасы выросли до уровня 860 млрд. т. Это связано в основном из-за наращивания в Германии запасов лигнитных углей на 35 млрд. т в 2009 г. Несмотря на значительное снижение запасов угля с 1991 г. по 2009 г. обеспеченность запасами угля в мире остается сравнительно высокой. Даже из-за того, что извлекаемые запасы угля являются частью общих ресурсов и извлекаемые запасы угля для ряда стран, особенно для КНР и США могут значительно вырасти по мере улучшения технологии разработки месторождений угля.

Несмотря на большую разбросанность месторождений угля в мире, 78 % извлекаемых запасов сосредоточены в пяти регионах: в США – 27 %, регионах добыча угля составила 4898 млн. т (26,737 квадриллион килокалорий), что составляет 72 % от общего объема добычи угля. Из общего объема извлекаемых запасов угля доля антрацита и битуминозных углей составляет 47 %, суббитуминозных углей – 30 % и лигнитов – 23 %. России – 18 %, КНР – 13 %, в развивающихся странах Европы и Евразии (без России)– 11 % и Австралии/Новой Зеландии – 9 %. В 2008 г. в вышеназванных

Качество и геологическая характеристика месторождения угля являются важными параметрами запасов угля. Уголь является неоднородным источником энергии (например, такие характеристики, как калорийность, содержание серы и золы), значительно различающиеся по регионам и даже по отдельным пластам. Самыми высококачественными сортами являются битуминозные угли или коксующиеся угли для выработки кокса, используемого для производства стали. Коксующиеся угли в США имеют в среднем калорийность 6280 ккал/кг, и относительно низкое содержание серы – примерно 0,9 % по массе. Лигниты являются самыми низкокалорийными, однако их калорийность различается в широких пределах. По данным Международного энергетического агентства, опубликованным в 2008 г., средняя калорийность лигнитов в различных угледобывающих странах мира различается от 1487 ккал/кг в Греции до 3300 ккал/кг в Канаде

Таблица 3.1.

Извлекаемые запасы угля в мире на 1 января 2009 г. (млрд. т)

Регионы и страны	Антрацит и битуминозные угли	Суббитуминозные угли	Лигниты	Итого
США	108	98,2	30	236,2
Россия	50	97,4	10	157,4
КНР	62	34,1	19	115,1
Другие развивающиеся страны Европы и Евразии	38	17	36	91
Австралия и Новая Зеландия	37	2,1	38	77,1
Индия	56	0	5	61
Страны ОЭСР Европы	6	0,7	49	55,7
Африка	31	0,2	0	31,2
Другие развивающиеся страны Азии	4	4	6	14
Страны Центральной и Южной Америки	7	0,9	0	7,9
Канада	3	0,9	2	5,9
Бразилия	0	5	0	5,0
Другие страны (Мексика, страны Ближнего Востока, Япония, Корея)	2	0,6	0,1	2,7
Мир в целом	404	261,1	195,1	860,2

Источники: 1 "International Energy Outlook 2011". US, Washington, DOE/EJA, September 2011.
2."World Energy Outlook". France, Paris.IEA, November 2011

4. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В данном разделе приведены прогнозные оценки развития электроэнергетики мира и отдельных его регионов на перспективу до 2035 г.

Отдельно проанализирована перспективная динамика электропотребления в промышленно развитых странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), в развивающихся и постсоциалистических странах, а также в некоторых ведущих странах этих групп.

Основные положения и выводы сделаны на основе критического анализа последних прогнозов развития энергетики мира и отдельных его регионов, подготовленных Администрацией по информации в области энергетики Министерства энергетики США, Международным энергетическим агентством (МЭА), а также ИМЭМО РАН.

Энергия является основой обеспечения необходимых условий существования, жизнедеятельности и развития человечества, уровня его материального и экономического благополучия, а также определяет взаимоотношения общества с окружающей средой.

Важнейшими факторами, влияющими на объемы энергопотребления, являются темпы экономического роста, численность населения, динамика мировых цен на энергоносители (нефть, газ, уголь), а также эффективность энергосберегающей политики. Кроме того, на объемы и структуру энергопотребления большое внимание оказывают структурные изменения в экономике и промышленности (увеличение удельного веса малоэнергоёмких производств, расширение использования информационных технологий и др.), а также в целом динамика энергоёмкости и электроёмкости валового внутреннего продукта (ВВП).

Самым удобным в пользовании и экологически чистым источником энергии является электроэнергия. Она необходимая основа ускорения научно-технического прогресса в различных секторах экономики, дальнейшего развития наукоемких отраслей и информатизации общества. Именно поэтому на рассматриваемую перспективу до 2035 г. прогнозируется дальнейший рост масштабов и глубины электрификации мировой экономики (таблица 4.1.).

Как видно из таблицы 4.1., за период 2011–2035 гг. среднегодовой темп прироста производства электроэнергии в мире прогнозируется в 2,3 %. Для промышленно развитых стран (страны ОЭСР) этот показатель составит только 1,2 %, а для остальных стран – 3,2% (или в 1,4 раза выше, чем для мира в целом).

В результате из 15042 кВт. ч прироста производства электроэнергии в мире за этот период 11424 млрд. кВт. ч или 76 % придется на развивающиеся страны. Выработка электроэнергии в этих странах увеличится до 21227 млрд. кВт. ч, что в 2,2 раза, чем в 2010 году. Соответственно доля этих стран в мировом производстве электроэнергии возрастет с 49 % в 2010 г. до 60 % в 2035 г. при одновременном снижении доли стран ОЭСР с 51 % до 40 %.

Особенно быстрый рост производства электроэнергии ожидается в КНР. При среднегодовом темпе прироста в 4,1 % (в 1,8 раза выше среднемирового) оно увеличится к 2035 г. почти 2,7 раза (до почти 9600 млрд. кВт. час), а доля КНР в мировом электропроизводстве возрастет с 17,5 % в 2010 г. до 27,3 % в 2035г.

В период 2011–2035 гг. ожидается рост потребления электроэнергии в мире опережающими темпами по отношению к потреблению первичных ресурсов (таблица 4.2.). Более высокий коэффициент опережения прогнозируется в странах Африки (1,3 раза) и в КНР (1,38 раза). В странах ОЭСР в целом этот коэффициент составит 1,15, (в том числе в США, Канаде и Японии – 1,1–1,18 раза). В России этот показатель может составить 1,24 раза.

В 2035 г. душевое потребление электроэнергии (нетто) в странах ОЭСР составит 10,3 тыс. кВт. ч/чел. и превысит среднемировой уровень (4,2 тыс. кВт. ч/чел.) в 2,5 раза. Для остальных стран в целом этот показатель (3,0 тыс. кВт. ч /чел) будет в 1,4 раза меньше среднемирового (таблица 4.3).

Наиболее высокий уровень душевого электропотребления в 2035 г. прогнозируется в США (13,3 тыс. кВт. ч /чел.) и Канаде (21,1 тыс. кВт. ч/чел.). В России – 11,4 тыс. кВт. ч/чел.

Электроэнергетика является одним из основных потребителей первичных энергоресурсов в мире. В 2010 г. в электроэнергетике израсходовано 39% всех использованных в мире ПЭР (в том числе: угля – 59%, газа – 33%, нефти – 5,4%). Согласно прогнозам доля расхода ПЭР на выработку электроэнергии в мировом их

потреблении в 2035 г. достигнет 44% (в том числе: угля – 61%, газа – 37%, нефти – 3,3 %).

Таблица 4.1.

Прогноз производства электроэнергии (нетто) в мире (млрд. кВт. ч)

Регион, Страна	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	Сред негод овой темп прир оста в 2011- 2035г г., %
Страны- члены ОЭСР*, всего, в том числе:	10330	10880	11609	12371	13157	13948	1,2
США	4144	4253	4453	4682	4930	5167	0,9
Канада	588	622	695	756	828	908	1,7
Япония	1026	1072	1117	1160	1204	1248	0,8
Остальные страны, всего, в том числе:	9803	11772	13853	16284	18786	21227	3,2
Бразилия	470	544	661	801	969	1178	3,7
Индия	852	1181	1444	1701	1942	2196	3,8
КНР	3519	5011	6041	7322	8562	9583	4,1
Россия	992	1028	1080	1166	1284	1423	1,4
Мир в целом	20133	22652	25462	28665	31943	35175	2,3

*) ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития

Источники: 1. "International Energy Outlook 2011". (US, Wash., DOE/ EIA, September 19, 2011).
2. Байков Н.М., Гринкевич Р.Н. "Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и основным регионам до 2030 г." (Россия, Москва, ИМЭМО РАН, 2009)

Таблица 4.2.

Прогнозная оценка коэффициента опережения потребления электроэнергии (нетто) в мире по отношению к потреблению первичных энергоресурсов в 2011–2035 гг.

Регионы, страны	Общий темп роста потребления ПЭР, %	Общий темп роста потребления электроэнергии, %	Коэффициент опережения, число раз
1	2	3	4
Страны ОЭСР, всего в том числе:	117,2	135	1,15
США	113,5	124,7	1,10
Канада	130,6	154,4	1,18
Япония	106,7	121,6	1,14
Остальные страны, всего, в том числе:	173	216,5	1,25
Страны Азии, всего в том числе:	200	251,3	1,26
КНР	197,1	272,3	1,38
Индия	213,9	257,8	1,21
Страны Латинской Америки, всего, в том числе:	167,1	184,9	1,11
Бразилия	199,3	250,6	1,26
Страны Африки, всего	160,2	208	1,3
Россия	115,6	143,5	1,24
Мир в целом	146,8	174,7	1,19

Источники: те же, что и к таблице 4.1.

К 2035 г. удельный вес электроэнергетики в мировом потреблении ПЭР возрастёт в основном за счёт роста использования угля и газа.

Прогнозируется, что потребление первичных энергоресурсов в электроэнергетике к 2035 г. возрастет по сравнению с 2010 г. на 65 % и достигнет 12,1 млрд. т у. т (таблица 4.4.). В развивающихся странах оно увеличится на 98% (до 7,5 млрд. т у.т.), а в странах ОЭСР всего лишь на 31% (до 4,6 млрд. т у. т.).

Удельный вес потребления ПЭР электроэнергетикой не стран ОЭСР в мировом их потреблении возрастет с 51,8% в 2010 г. до 62% в 2035 г., а в странах ОЭСР снизится, соответственно, с 48,2% до 38%.

Потребление природного газа в электроэнергетике мира увеличится к 2035 г. по сравнению с 2010 г на 66% (до 2,3 млрд. т у. т.), в странах ОЭСР - на 47%, а в остальных странах, в целом - на 82%.

По сравнению с 2010 г. использование угля в электроэнергетике мира к 2035 г. увеличится на 50% (до 4,6 млрд. т у. т.) в основном за счет развивающихся стран. При этом доля последних в мировом потреблении угля для этих целей возрастет с 58 до 71%, а объем его потребления в этих странах достигнет почти 3,3 млрд. т у. т. В то же время доля стран ОЭСР снизится с 42 до 29%.

Таблица 4.3.

Прогноз душевого потребления электроэнергии (нетто) в мире
(тыс. кВт. ч/чел.)

Регионы и страны	2010г.	2020 г.	2030г.	2035г.	Общий темп роста в 2011-2035 г.г., %
Страны ОЭСР, всего					
в том числе:	8,5	9,0	9,8	10,3	121
США	13,3	13,0	13,2	13,3	100
Канада	17,3	18,3	19,7	21,1	122
Япония	8,1	9,0	10,1	10,8	133
Остальные страны, всего					
в том числе:	1,7	2,2	2,7	3,0	177
Бразилия	2,4	3,2	4,5	5,4	225
Индия	0,7	1,1	1,3	1,4	200
Китай	2,6	4,3	5,9	6,6	254
Россия	7,1	8,0	10,0	11,4	161
Мир в целом	2,9	3,4	3,9	4,2	145

Источники: те же, что и к таблице 4.1

Атомная энергетика. На перспективу до 2035 г. рост использования атомной энергии в мире для производства электроэнергии по сравнению с 2010 г. прогнозируется на 77% (до 1,8 млрд. т у. т.). Причем, если в странах ОЭСР за счет вывода из эксплуатации атомных реакторов, отработавших свой срок, или в результате моратория на их дальнейшую эксплуатацию, ожидается рост использования атомной энергии всего лишь на 27% (на 230 млн. т у.т.), то в остальных странах, наоборот, прогнозируется рост в 3,9 раза (на 573 млн. т у.т.) (табл. 4.4).

Прогнозируется, что установленная мощность АЭС в мире в целом возрастет к 2035 г. до 644 ГВт (в 2008 г. – 378 ГВт) или на 70%, в странах ОЭСР – до 379 ГВт (в 2008 г. – 313 ГВт), в остальных странах – до 265 ГВт (в 2008 г. – 65 ГВт) или в 4 раза (табл. 4.5).

В целом развитие атомной энергетике в мире значительно замедлилось по сравнению с 70–80-ми годами прошлого столетия, особенно в странах ОЭСР. Рост использования атомной энергии в перспективе в мировой электроэнергетике будет зависеть от скорости истощения традиционных видов углеводородных энергоресурсов и решения проблемы значительного повышения безопасности работы атомных реакторов.

Таблица 4.4.

Прогноз объемов и темпов роста потребления первичных
энергоресурсов (ПЭР) в электроэнергетике *)

Регионы, энергоресурсы	Потребление ПЭР, млн. т у.т			Общий темп роста (снижения) за период 2011–2035 гг., %
	2008 г.	2010 г.	2035 г.	
Страны ОЭСР, всего	3464	3532	4612	131
Нефть	108	104	86	83
Природный газ	634	641	943	147
Уголь	1321	1285	1325	103
Атомная энергия	814	843	1073	127
Возобновляемые энергоресурсы **)	587	59	1185	180
Остальные страны, всего	3531	3801	7516	198
Нефть	241	238	184	77
Природный газ	716	759	1383	182
Уголь	1682	1786	3275	183
Атомная энергия	165	197	770	391
Возобновляемые энергоресурсы **)	727	821	904	232
Мир в целом	6995	7333	12128	165
Нефть	349	342	270	79
Природный газ	1350	1400	2326	166
Уголь	3003	3071	4600	150
Атомная энергия	979	1040	1843	177
Возобновляемые энергоресурсы **)	1314	1480	3089	209

*) С учётом потребления ПЭР на электростанциях для производства тепла

**) Включают гидроэнергию и нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы (энергия ветра и солнца, геотермальная энергия, биомасса и др.)

Источники: те же, что и к таблице 4.1.

Озабоченность по поводу энергетической безопасности и выбросов парниковых газов ТЭС обеспечивает поддержку развития новых атомных генерирующих мощностей. Этому способствует и то, что средний уровень загрузки мощностей АЭС в мире вырос с 65% в 1990 г. до 80% в настоящее время.

Однако, авария на АЭС «ФУКУСИМА» (Япония) в результате землетрясения в 2011 году в значительной степени повысила неопределённость прогнозов развития атомной энергетики Японии, и может иметь негативные последствия для будущего мировой атомной энергетики.

КНР, в свою очередь, заявил, что проведёт тщательный анализ безопасности проектируемых к строительству атомных реакторов.

Германия, Швейцария и Италия уже объявили о поэтапном выводе из эксплуатации действующих ядерных реакторов АЭС

Таблица 4.5.

Прогноз роста установленной мощности на АЭС до 2035 г. (ГВт)

Регионы и страны	2008г.	2020 г.	2030г.	2035г.	Среднегодовой темп роста в 2009–2035 гг., %
Страны ОЭСР, всего в том числе:	313	349	373	379	0,7
США	101	111	111	111	0,4
Канада	13	18	20	22	1,8
Япония	48	55	59	61	0,9
Южная Корея	18	27	31	33	2,3
Остальные страны, всего в том числе:	65	157	230	265	5,3
Бразилия	2	3	4	5	3,7
Индия	4	16	25	28	7,4
Китай	9	55	95	115	9,9
Россия	23	39	49	52	3,0
Мир в целом	378	505	603	644	2,0

Источник: "International Energy Outlook 2011". (US, Wash., DOE/EIA, September 19, 2011).

С другой стороны, в не входящих в ОЭСР странах Азии прогнозируется достаточно быстрое развитие атомной энергетики (табл. 4.5.).

Использование в мире возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии может возрасти к 2035 г. по сравнению с 2010 г. вдвое и составить 3,1 млрд. т у. т., основная доля которых придется на гидроэнергию.

Хотя возобновляемые источники энергии имеют положительные экологические и экономические атрибуты безопасности, большинство технологий их использования (кроме гидроэнергетики) пока не в состоянии экономически конкурировать с ископаемыми видами топлива и атомной энергией в течение прогнозируемого периода, за исключением некоторых регионов,

В тоже время, государственная политика некоторых стран стимулирует экономическую мотивацию строительства объектов с использованием нетрадиционных источников возобновляемых ресурсов.

В структуре мирового потребления первичных энергоресурсов для производства электроэнергии в 2011-2035 г.г. прогнозируется сохранение доли природного газа на уровне 19%. Доля угля уменьшится с 41,9% до 37,9%, атомной энергии увеличится с 14,2% до 15,2%. Существенно снизится удельный вес нефти (с 4,6% до 2,2 %), а источников возобновляемых энергоресурсов – наоборот возрастёт – с 20,2% до 25,5%, (таблица 4.6.).

Таблица 4.6.

Динамика структуры потребления первичных энергоресурсов
в электроэнергетике мира *)

Регионы, энергоресурсы	2008 г.	2010 г.	2035 г.
Страны ОЭСР, всего	100	100	100
Нефть	3,1	2,9	1,9
Природный газ	18,3	18,1	20,4
Уголь	38,1	36,4	28,7
Атомная энергия	23,5	23,9	23,3
Возобновляемые энергоресурсы	17,0	18,7	25,7
Остальные страны, всего	100	100	100
Нефть	6,8	6,0	2,5
Природный газ	20,3	20,0	18,4
Уголь	47,6	47,0	43,6
Атомная энергия	4,7	5,2	10,2
Возобновляемые энергоресурсы	20,6	21,6	25,3
Мир в целом	100	100	100
Нефть	5,0	4,6	2,2
Природный газ	19,3	19,1	19,2
Уголь	42,9	41,9	37,9
Атомная энергия	14,0	14,2	15,2
Возобновляемые энергоресурсы	18,8	20,2	25,5

*) с учётом потребления ПЭР на электростанциях для производства тепла

Источники: те же, что и к таблице 4.1.

В целом мировая электроэнергетика на перспективу до 2035 г. будет развиваться темпами соизмеримыми с темпами роста мировой экономики и численности населения. При этом среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии в 2011–2035 гг. в странах не членах ОЭСР в целом (3,2 %) прогнозируется почти в 2,7 раза выше, чем в странах ОЭСР (1,2 %). Электроэнергетика в рассматриваемой перспективе будет в основном базироваться на традиционных первичных энергоресурсах: уголь, газ, нефть, гидро- и атомная энергия (табл. 4.6.).

Начнется расширение использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии, таких как ветровая, солнечная, геотермальная, биомасса и другие.

Главной особенностью электроэнергетики в XXI веке станет дальнейшее развитие электроэнергетических систем и их межстрановая интеграция. Усилятся процессы межсистемной интеграции электроэнергетических систем России и стран СНГ, стран Западной Европы, а также стран Северной Америки.

Сама электроэнергетика будет интегрироваться с основными потребителями электроэнергии, все более встраиваясь в единые технологические цепочки, сориентированные на производство конечного потребительского продукта. Начало этому процессу положено созданием смешанных вертикально интегрированных энергометаллургических компаний.

Расширяющаяся системная среда будет благоприятствовать прежде всего традиционным направлениям научно-технического прогресса (НТП), таким как рост единичной мощности энергетических объектов и пропускных способностей электрических сетей для удешевления генерации, передачи и распределения электроэнергии, расширение диапазона используемых в энергетике температур и давлений, повышение автоматизации и точности управления энергетическими процессами для обеспечения надежности и оптимизации работы энергетических систем.

Развитие энергетических систем будет активно стимулировать также новые, прорывные направления НТП, связанные с коренным совершенствованием технологий использования ядерной энергии, твердого топлива, нетрадиционных возобновляемых источников энергии с созданием качественно новой энергетики – сверхпроводящих электрических генераторов, накопителей и электропередач, водородной энергетики и топливных элементов, мембранных технологий переработки топлива и т.д.

С другой стороны, наряду с развитием системной энергетики, будут развиваться новые направления НТП, действующие в сторону индивидуализации (автономизации) энергоснабжения в производстве конечных потребительских продуктов и услуг.

Автономизации энергоснабжения потребителей способствует широкое распространение дизельных и газотурбинных установок средней и малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов и малых предприятий.

Тенденция к повышению автономности индивидуальных энергоустановок систематически усиливается и НТП идет именно в этом направлении. Во многих странах ведутся разработки топливных элементов для прямого преобразования химической энергии топлива (водорода и метана) в электроэнергию, а также разнообразных аккумуляторов электроэнергии, в том числе и с использованием сверхпроводимости. Уже созданы полностью автоматизированные компактные газотурбинные установки, работающие с использованием биомассы, полученной путем газификации отходов лесной промышленности и сельского хозяйства и способные обеспечивать электроэнергией отдельные дома, фермы и т.п., удовлетворяя при этом индивидуальные потребности в энергии в быту и бизнесе. Автономизация энергетики, как правило, обеспечивает более экономное использование энергии и безусловно является благом для окружающей среды, поскольку любой владелец энергоустановки будет стремиться к сведению ее нарушения до минимума.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Потребление первичных энергоресурсов в мире будет происходить на фоне значительных различий между отдельными крупными регионами и даже между отдельными ведущими странами каждого региона. Это, прежде всего, различия в развитии отраслей ТЭК в странах ОЭСР и в развивающихся странах. На основании анализа прогнозных показателей развития отраслей ТЭК в странах ОЭСР и в развивающихся странах можно сделать следующие выводы.

1. При общем росте потребления ПЭР в мире за 2010–2035 гг. на 55 % в развивающихся странах он будет наиболее высоким и составит 88,0 %, а в странах ОЭСР только 20 %. К 2035 г. суммарное потребление ПЭР в развивающихся странах превысит потребление ПЭР в странах ОЭСР в 1,7 раза.

2. В 2010-2035 гг. в структуре потребления ПЭР доминирующее положение сохранится за топливно-энергетическими ресурсами органического происхождения. При этом произойдет некоторое снижение их доли с 83,5 % в 2010 г. до 79,1 % к 2035 г. при соответствующем увеличении доли энергоресурсов неорганического происхождения с 16,5 % до 20,9 %, в том числе росте доли атомной энергии с 5,6 % до 6,65 %.

3. В общем объеме потребления ПЭР в мире до конца прогнозного периода нефть по объему потребления сохранит ведущее положение и ее потребление вырастет с 4,396 млрд. т в 2010 г. до 5,610 млрд. т к 2035 г. Однако ее доля в структуре потребления ПЭР снизится с 34,4 % в 2010 г. до 29,2 % к 2035 г. В отличие от нефти доля потребления природного газа сохранится почти на одном уровне в 22,8 %, а доля потребления угля незначительно вырастет с 26,8 % в 2010 г. до 27,1 % к 2035 г.

4. В связи с предстоящим выходом разведки и разработки нефтяных месторождений в труднодоступные регионы мира ожидается значительный рост затрат на производство этих работ, что может оказать решающее влияние на рост мировых цен на нефть. По прогнозу EIA мировая цена на нефть к 2035 г. может вырасти до \$125 за баррель (в ценах 2009 г.), по прогнозу IEA – до \$120 за баррель.

5. Наиболее высокие объемы потребления нефти ожидаются в развивающихся странах, что связано с высокими темпами экономического развития в 4,6 % в год. В странах ОЭСР объемы потребления нефти будут расти медленными темпами из-за относительно низких темпов роста экономики порядка 2,1 % в год, а также некоторого сокращения численности населения.

6. За прогнозный период ожидается постепенное снижение доли добычи традиционных нефтей с 95,2 % в 2010 г. до 88,3 % к 2035 г. и соответствующего роста доли добычи нетрадиционных нефтей с 4,8 % до 11,7 %.

7. Природный газ в течение прогнозного периода является наиболее привлекательным видом топлива при производстве электроэнергии и в секторах промышленности из-за низких объемов выбросов парниковых газов в атмосферу. Рост потребления природного газа в мире ожидается с 3421 млрд. м³ в 2010 г. до 4775 млрд. м³ к 2035 г. или почти на 40 %.

8. Наиболее быстрыми темпами в 2,2 % в год потребление природного газа ожидается в развивающихся странах: с 1645 млрд. м³ в 2010 г. до 2840 млрд. м³ к 2035 г. в то время как в странах ОЭСР темпы прироста ожидаются на уровне 0,8 % в год, или с 1556 млрд. м³ в 2010 г. до 1935 млрд. м³ к 2035 г.

9. Объемы торговли природным газом между странами ОЭСР и развивающимися странами к 2035 г. могут составить 495 млрд. м³ в год. Только в странах ОЭСР Европы объем импорта природного газа к 2035 г. может составить 420 млрд. м³ и Россия будет играть ведущую роль в поставках природного газа в этот регион.

10. Потребление угля в мире за прогнозный период вырастет на 2335 млн. т с 5190 млн. т в 2010 г. до 7525 млн. т к 2035 г. или примерно на 45%. В развивающихся странах за тот же период потребление угля вырастет с 3542 млн. т в 2010 г. до 5850 млн. т к 2035 г. при приросте потребления в 2308 млн. т. При сохранении в странах ОЭСР за прогнозный период потребления угля примерно на одном уровне в 1650 млн. т фактически весь объем прироста потребления угля произойдет в развивающихся странах.

11. Потребление угля в развивающихся странах Европы и Евразии за прогнозный период снизится с 316 млн. т в 2010 г. до 305 млн. т к 2035 г. В России, занимающей основное положение в потреблении угля в этой группе стран, потребление угля вырастет со 162 млн. т в 2010 г. до 175 млн. т к 2035 г.

12. Мировая торговля углем за прогнозный период вырастет с 763 млн. т в 2010 г. до 1270 млн. т к 2035 г. На мировой рынок будут поступать энергетические и коксующиеся угли, при этом наибольшие объемы составят энергетические угли, доля которых к 2035 г. может составить до 71 %.

13. Потребление электроэнергии в мире в целом и в отдельных его регионах на перспективу до 2035 года будет расти опережающими темпами по сравнению с потреблением ПЭР. Среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии в развивающихся странах (3,2 %) ожидается в 2,7 раза выше, чем в странах ОЭСР (1,2 %) и в 1,4 раза выше мирового (2,3 %).

14. До 2030 года не произойдет существенных изменений в структуре использования ПЭР для производства электроэнергии. Электроэнергетика в основном будет базироваться на традиционных энергоресурсах (уголь, газ, гидро- и атомная энергия), хотя и начнется рост использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ветровая, солнечная, геотермальная энергия, биомасса и др.).

15. В XXI веке получат дальнейшее развитие электроэнергетические системы и их межстрановая интеграция (в том числе и на евразийском пространстве). Одновременно усилится тенденция к автономизации электроснабжения в производстве конечных потребительских продуктов и услуг, а также в жилом секторе за счёт широкого распространения автоматизированных компактных дизельных и газотурбинных установок малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов, малых предприятий и сельскохозяйственных ферм.

16. Для российской электроэнергетики на перспективу до 2035 года свойственны те же тенденции, что и для мировой, а именно:

- сохранение состава использования ПЭР для производства электроэнергии при некотором изменении их структуры (в основном за счёт снижения доли газа в топливном балансе ТЭС и увеличения удельного веса атомной энергии).

- дальнейшее развитие энергетической системы страны и её интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы;

- ускорение процессов автономизации энергоснабжения.