

Энергетический
бюллетень

май 2016

36

Развитие транспортировки нефти



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Содержание выпуска

Вступительный комментарий	3
Ключевая статистика	4
По теме выпуска	
Трансформация экспортных маршрутов нефти из России: ставка на Восток и прямые поставки	10
Танкерные перевозки: нефтедоллары ушли в море, но обещали вернуться	15
Обсуждение	
Пути развития отечественных технологий СПГ	18
Климат против угля	22
Обзор новостей	28

**Выпуск подготовлен авторским коллективом
под руководством *Леонида Григорьева***

Виктория Гимади	Александр Курдин
Олег Колобов	Ирина Поминова
Александр Амирагян	Александр Мартынюк
Дарья Веселкова	Вера Кульпина

Ответственный за выпуск — Александр Голяшев

Вступительный комментарий

Россия производит около 10% мирового объема первичной энергии, примерно половина ее идет на экспорт. На западе и востоке от России находятся потребители ее энергоресурсов, а на юге – партнеры и конкуренты из ОПЕК. Внутривосточное расположение отраслей ТЭК определяется спецификой регионов и инвестициями советского периода (ГЭС в Сибири, АЭС в европейской части). Оптимизация экспортных поставок следует основным принципам: минимизация потерь при доставке; мощности, соответствующие региональному спросу; модальность (труба или СПГ), адекватная колебаниям спроса и характеру контрактной базы и т. п. Поскольку глобального рынка газа еще нет, есть фактор ценовой оптимизации. Для полноценного участия в поставках энергии на растущие рынки Китая и АСЕАН Россия должна планомерно создавать восточное «плечо» экспорта природного газа и нефти.

Способы доставки нефти – трубы или танкеры – определяются географией добычи и переработки. Этот сложный бизнес (особенно строительство новых танкеров) зависит не только от текущей добычи, но и от прогнозов потребления нефтепродуктов.

СПГ как способ доставки газа из России долгое время выглядел как сложная «игрушка»; проекты не раз откладывались, а теперь они нужны по многим причинам, в т. ч. для успешной конкуренции после окончания срока действия наших трубопроводных контрактов. Создание технологий СПГ – стратегическая задача газовой отрасли России, но придется преодолеть имеющееся отставание.

Будущее климата планеты зависит от стран Азии, где на уголь приходится около половины потребления энергии. Стремление ЕС выжать максимум по части декарбонизации выглядит во многом как демонстрация своей «правильности». Для предотвращения изменения климата (так, апрель 2016 г. стал самым теплым с 1851 года) нужно переходить с угля на газ, особенно в Индии и Китае. Но уголь дешевле и чаще есть у самих потребителей, так что сокращение его роли в энергобалансе Азии через ограничения и изменение инвестиционных проектов будет трудным и долгим.

*Главный советник руководителя Аналитического центра
проф. Леонид ГРИГОРЬЕВ*

Российская статистика

Таблица 1

Ключевая энергетическая статистика по России

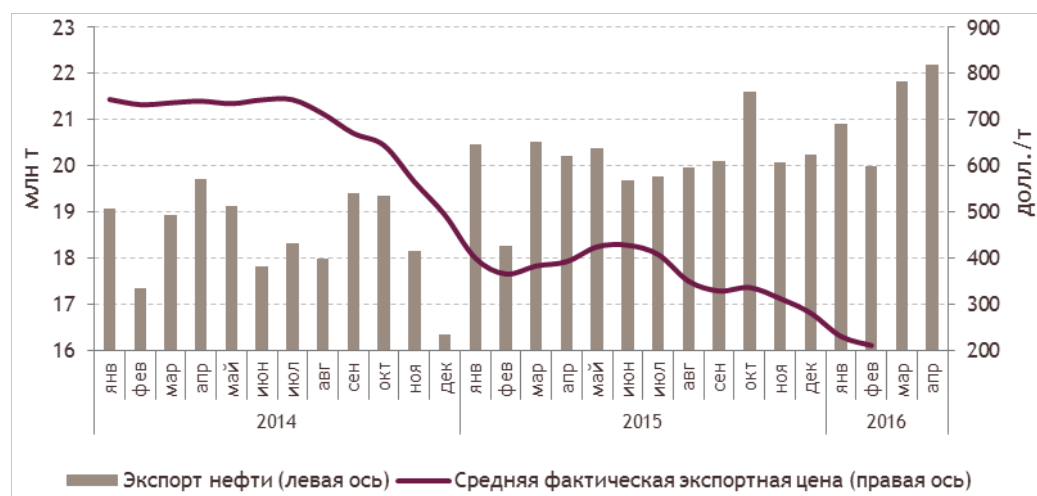
Показатель	Единица измер.	Нояб. 2015	Дек. 2015	Янв. 2016	Фев. 2016	Март 2016	Апр. 2016	Изменение*, %	
								к соотв. месяцу пр. года	накоп. 2016/2015
Нефть									
Добыча ^a	млн т	44,1	45,7	46,1	43,1	46,1	44,3	1,4	2,8
Экспорт ^a	млн т	20,1	20,2	20,9	20,0	21,8	22,4	10,8	7,1
Переработка ^a	млн т	23,8	25,2	23,9	22,3	23,5	21,8	-5,1	-1,5
Природный газ									
Добыча ^b	млрд куб. м	60,7	62,9	61,9	51,8	54,0	49,7	-3,3	-1,3
Экспорт (без СПГ) ^c	млрд куб. м	16,7	18,2	17,2	15,0	17,1	нд	7,0	13,4
Уголь									
Добыча ^a	млн т	35,0	35,5	32,3	31,5	32,1	30,3	8,3	6,5
Экспорт ^a	млн т	12,7	12,8	12,2	12,0	13,1	13,5	14,4	7,2
Электроэнергия (ЭЭ) и тепло									
Выработка ЭЭ ^a	млрд кВт·ч	96,2	100,3	104,2	92,9	95,4	83,8	-3,6	-0,6
Произ-во тепла ^b	млн Гкал	141,9	161,2	186,2	153,4	142,4	104,4	-8,4	-1,6

* Значения показателей даны по последним имеющимся данным.

Источник – Минэнерго России^a, ЕМИСС^b, ФТС России^c

График 1

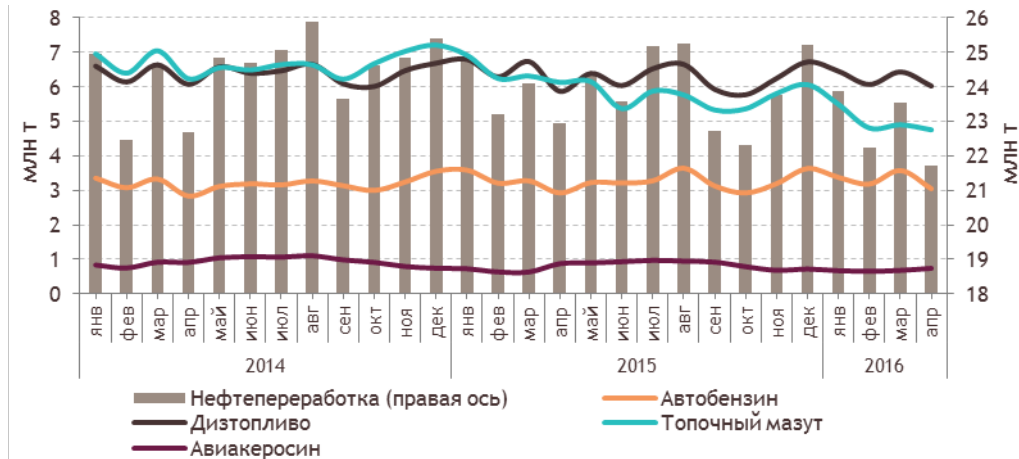
Экспорт нефти из России



Источник – Минэнерго России, Росстат

График 2

Производство нефтепродуктов в России

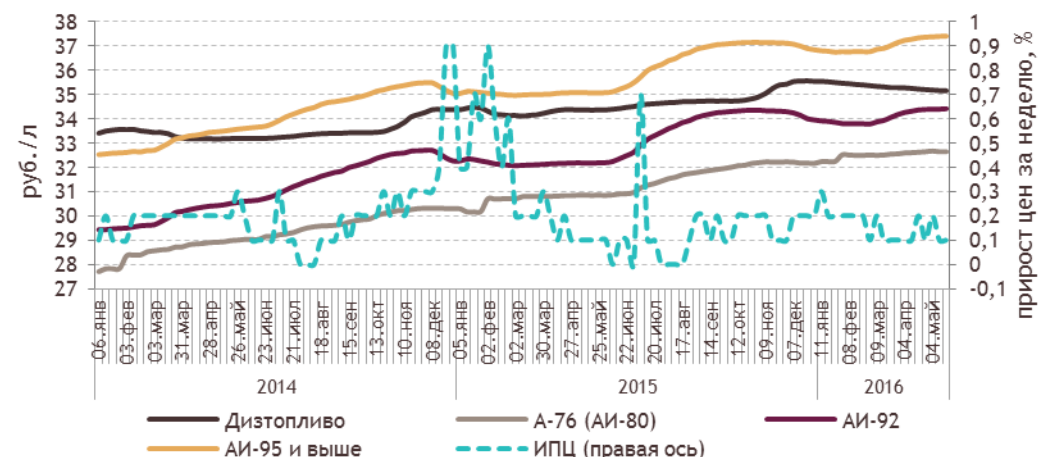


Источник — Минэнерго России

В *апреле* 2016 г. добыча и экспорт нефти выросли по сравнению с *апрелем* 2015 г. на 1,4% и 10,8% соответственно. Объем нефтепереработки в *апреле* 2016 г. снизился на 5,1% по отношению к *апрелю* 2015 г. Экспорт природного газа продолжил расти — в *марте* 2016 г. его объемы выросли на 7,0% по сравнению с *мартом* 2015 г., а по итогам *трех месяцев* рост составил 13,4% по сравнению с *январем* — *мартом* 2015 г.

График 3

Средние розничные цены на нефтепродукты в России и индекс потребительских цен (ИПЦ) за неделю



Источник — Росстат

Таблица 2

Цены на нефтепродукты на 16 мая 2016 г. и их изменение за 28 дней, руб./л

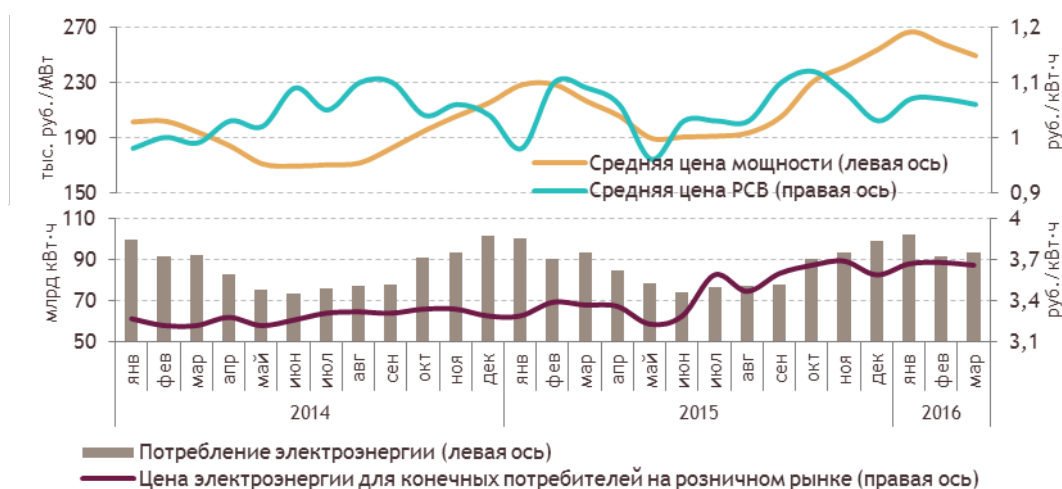
Регион/нефтепродукт	АИ-80		АИ-92		АИ-95		ДТ	
	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.
Российская Федерация	32,64	0,02	34,41	0,05	37,40	0,07	35,15	-0,07
Москва	нд	нд	34,72	-0,05	37,60	-0,05	35,22	-0,11
Московская область	31,80	-0,04	33,82	-0,02	37,08	0,02	34,59	-0,03
Санкт-Петербург	нд	нд	34,82	0,05	38,24	0,06	35,42	0,02
Ленинградская область	32,65	0,00	33,99	0,10	37,26	0,11	34,87	0,08
Новосибирск	27,34	0,00	32,79	0,02	36,20	0,35	35,51	-0,09
Екатеринбург	нд	нд	33,93	0,18	36,33	0,24	35,98	0,04
Казань	31,30	0,00	33,83	0,00	36,50	0,00	33,15	0,18
Владивосток	нд	нд	38,61	0,56	40,20	0,43	38,24	-0,21
Севастополь	нд	нд	36,97	-0,16	40,99	1,69	37,21	0,95

Источник – Росстат

За период 18 апреля — 16 мая немного выросли цены на бензины АИ-92 (5 коп.) и АИ-95 (7 коп.), при этом цены на дизтопливо снизились на 6 коп. Выработка электроэнергии в России в апреле 2016 г. составила 83,8 млрд кВт·ч, что на 3,6% меньше, чем в апреле 2015 г. Потребление электроэнергии, по данным СО ЕЭС, в апреле 2016 г. упало на 2% по сравнению с апрелем 2015 г.

График 4

Потребление и цена электроэнергии в России



Источник – НП «Совет рынка», СО ЕЭС

Мировая статистика

Таблица 3

Цены на энергоносители

Показатель	Ед. измер.	29 апр.	6 мая	13 мая	20 мая	Изм. за мес., %	Среднемес.* Год. изм., %
Нефть Urals	долл./барр.	44,4	42,9	45,9	46,9	13,4	-30,5
Нефть Brent	долл./барр.	45,7	44,6	47,4	48,8	13,6	-28,6
Нефть WTI	долл./барр.	46,0	44,6	46,2	47,7	11,6	-22,6
Бензин (цена ARA FOB)	долл./т	517,0	462,0	505,0	533,5	9,8	-25,9
Дизель (цена ARA FOB)	долл./т	407,0	391,8	413,0	434,5	14,4	-31,3
Газ (цена на TTF Hub)	долл./тыс. куб. м	170,1	152,4	165,7	160,1	4,9	-37,0
Уголь (API 2 CIF ARA)	долл./т	45,9	47,3	47,9	48,0	4,9	-20,1
Электроэнергия (EEX)	евро/МВт·ч	25,7	22,5	27,4	27,7	15,7	-9,4

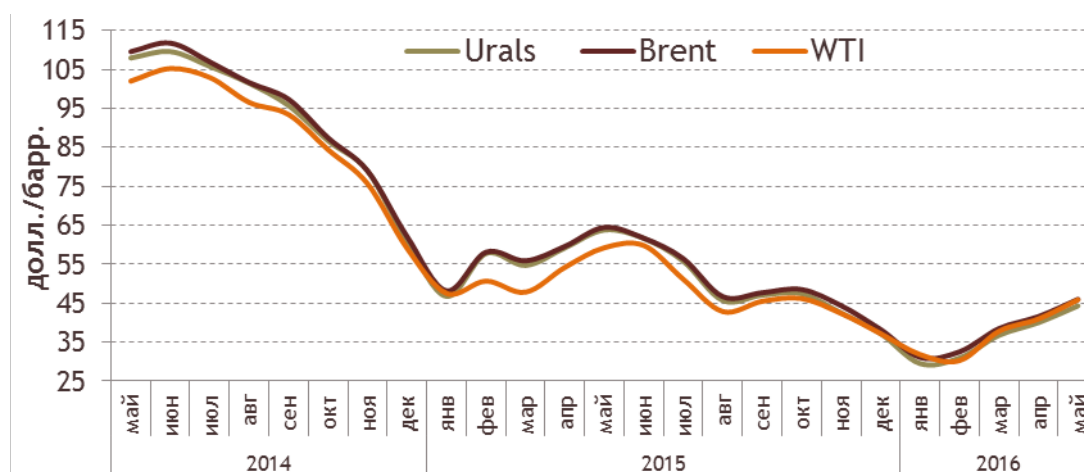
* Здесь и далее цены за май 2016 г. рассчитаны как средние за период 1-20 мая.

Источник – Thomson Reuters Datastream

В мае цены на нефть продолжили свой рост на фоне продолжающегося падения добычи нефти в США, перебоев с поставками нефти из Канады, Нигерии и Венесуэлы. Однако увеличение ее экспорта из Ирана и укрепление американского доллара ограничили дальнейший рост мировых нефтяных цен.

График 5

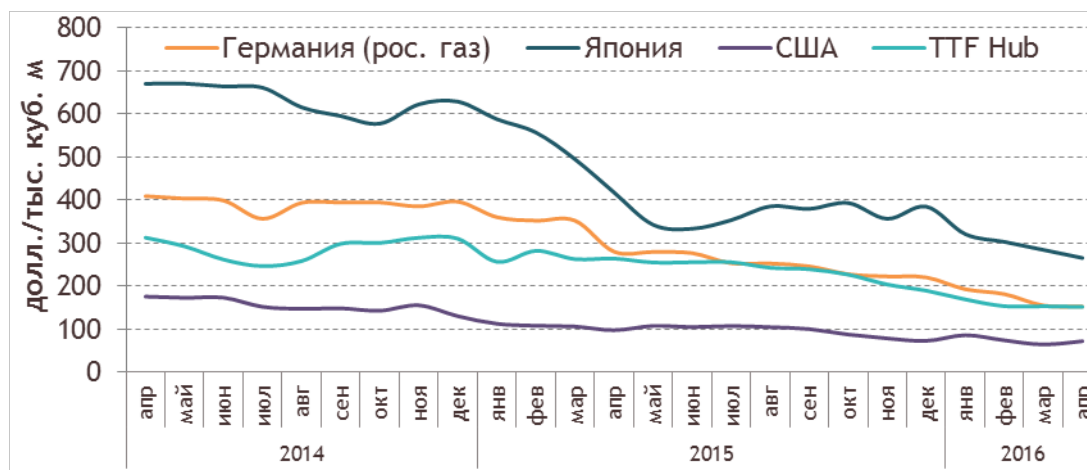
Цены на нефть Urals, WTI и Brent



Источник – Thomson Reuters Datastream

График 6

Цены российского газа на границе с Германией, газа на TTF Hub, индонезийского СПГ в Японии и природного газа в США (Henry Hub)

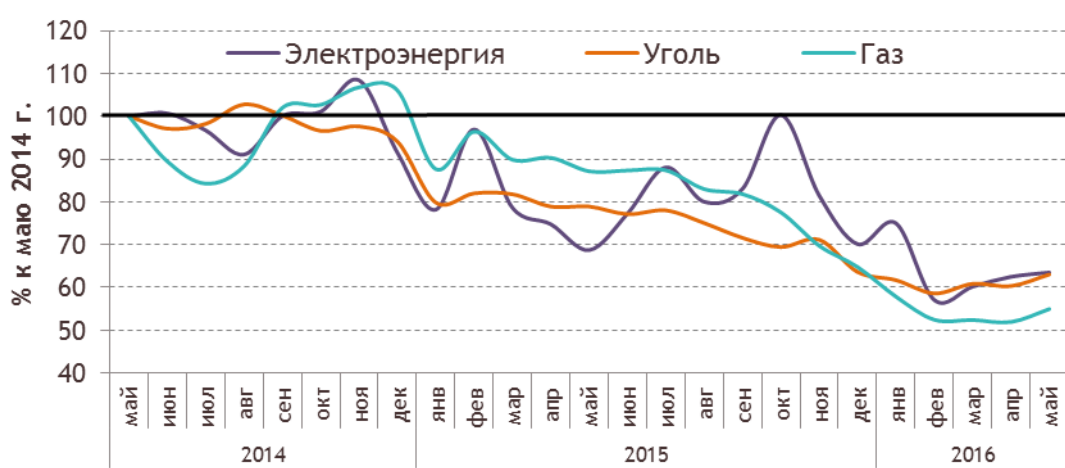


Источник – МВФ, Intercontinental Exchange

В конце *апреля* 2016 г. спотовые цены на природный газ в Европе резко выросли ввиду кратковременного похолодания. В начале *мая* возникли перебои с поставками газа из Норвегии, и произошла приостановка добычи на некоторых британских месторождениях континентального шельфа Северного моря, что обусловило еще один скачок цен. Во второй половине *мая* европейские спотовые цены на газ оставались стабильны, колеблясь в районе 160–165 долл./тыс. куб. м на хабе TTF.

График 7

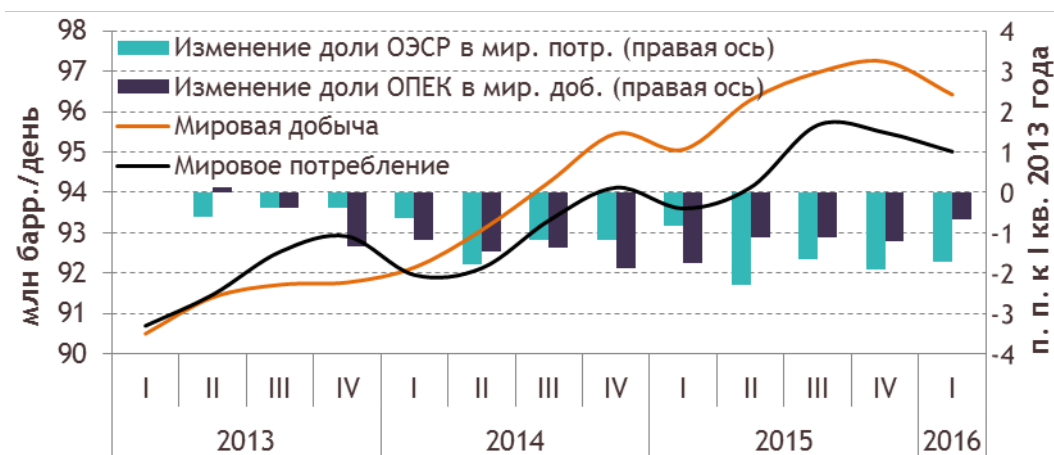
Динамика цен на уголь (API 2 CIF ARA), газ (TTF Hub) и электроэнергию (EEX)



Источник – Thomson Reuters Datastream

График 8

Добыча и потребление нефти в мире; изменение доли ОПЕК в мировой добыче и доли ОЭСР в мировом потреблении



Источник – МЭА

В мае МЭА оставило прогноз мирового спроса на нефть в 2016 году на уровне 95,9 млн барр./день, что на 1,2 млн барр./день больше результата 2015 года. Также в 2016 году МЭА ожидает сокращения предложения нефти со стороны стран, не входящих в ОПЕК, на 0,8 млн барр./день.

Таблица 4

Производство и потребление нефти, млн барр./день

	2015			2016		II кв. 2016 / II кв. 2015, %
	II	III	IV	I	II (прогноз)	
Производство нефти						
ОПЕК	38,9	39,1	39,2	39,3	-	-
Сауд. Аравия	12,2	12,2	12,1	12,1	-	-
США	13,0	13,0	13,0	12,7	12,5	-3,8
Россия	11,0	11,0	11,1	11,2	11,2	1,3
Мир	96,3	97,0	97,2	96,4	-	-
Потребление нефти						
Китай	11,4	11,5	11,5	11,5	11,7	2,7
Европа (ОЭСР)	13,6	14,1	13,7	13,5	13,7	0,8
США	19,5	20,0	19,7	19,6	19,7	1,0
Мир	94,1	95,7	95,5	95,0	95,3	1,2

Источник – МЭА

По теме выпуска: В России

Трансформация экспортных маршрутов нефти из России: ставка на Восток и прямые поставки

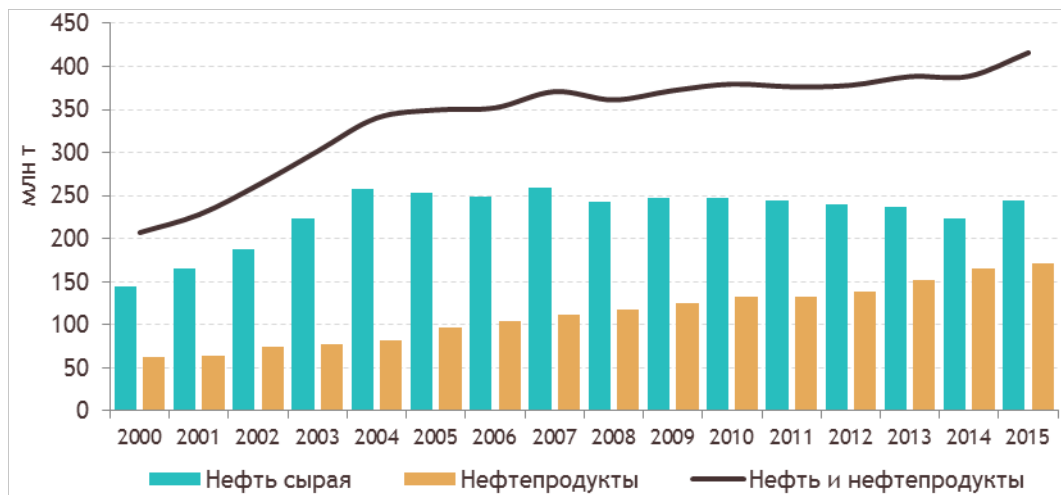
За последние 15 лет существенно вырос экспорт нефти и нефтепродуктов из России, в том числе за счет появления новых крупных рынков сбыта, прежде всего в Азии. Такой рост потребовал развития новых маршрутов поставок и инфраструктуры – нефтепроводов, экспортных морских терминалов. Еще одним фактором изменения экспортной транспортной конфигурации России является стремление к снижению зависимости от транзита через страны Балтии и Украину. В настоящее время основные проекты по развитию транспортной инфраструктуры в нефтяной отрасли реализуются для обеспечения внешнего спроса – это касается как нефти, так и нефтепродуктов.

В 2000-е годы в России продолжилась трансформация нефтяной транспортной инфраструктуры, которая была вызвана прежде всего необходимостью развивать как традиционные экспортные маршруты, так и новые рынки сбыта. Внутренним фактором такой трансформации являлось постепенное изменение географии ресурсной базы — основная часть новых нефтяных месторождений сосредоточена на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где отсутствует необходимая инфраструктура. Разработка таких месторождений нацелена на экспортные поставки сырья, что требует строительства нефтепроводов и морских терминалов.

За последние 15 лет значительно вырос экспорт Россией нефтяной продукции: за 2000-2015 годы общий объем экспорта нефти и нефтепродуктов увеличился в два раза, в 2015 году превысив 400 млн т, что является максимальным показателем за постсоветский период (График 9). Рост экспортных поставок стал во многом возможен за счет использования имеющейся транспортной инфраструктуры — нефтепроводов из Поволжья и Западной Сибири в сторону Европы и морских нефтяных терминалов, преимущественно на Черном море. После распада СССР значительные портовые мощности (например, Вентспилс), через которые осуществлялась перевалка российской нефти в Европу, остались за границей, что вызвало определенные транзитные риски.

График 9

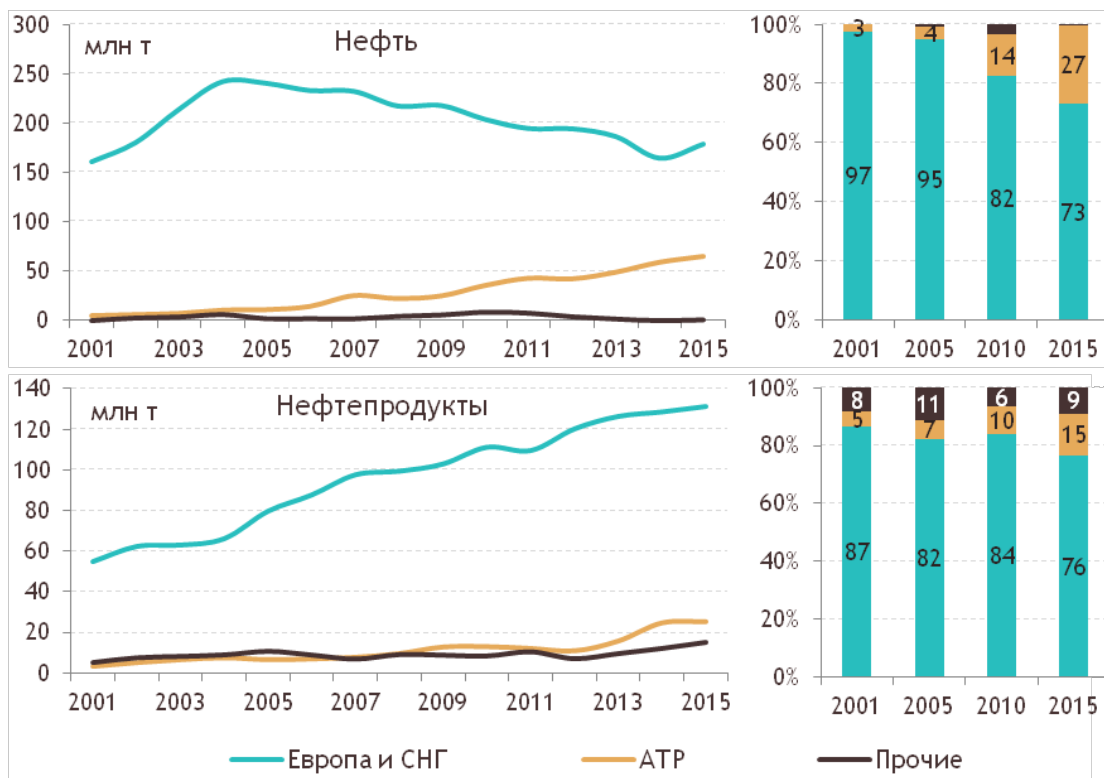
Экспорт нефти и нефтепродуктов из России, 2000-2015 годы



Источник — Росстат

График 10

Географическая структура экспорта нефти и нефтепродуктов из России, 2001-2015



Источник — UN Comtrade

Экспортная нефтяная инфраструктура сильно изменилась ввиду роста роли Азиатского региона в качестве одного из основных потребителей российской продукции. Так, за последние 15 лет экспорт российской нефти в регион вырос в 15 раз до 65 млн т в 2015 году, а нефтепродуктов — в 8 раз до 25 млн т. На страны АТР пришлось 27% и 15% суммарных поставок нефти и нефтепродуктов из России (График 10). С точки зрения экспортной инфраструктуры такой рост поставок был обеспечен за счет строительства нефтепроводов и развития портовых терминалов на востоке страны.

Нефтяная экспортная инфраструктура России

Около 60% нефти экспортируется морским путем через порты России, большая часть которых соединена с системой трубопроводов «Транснефти», а оставшиеся 40% приходится в значительной степени на международные нефтепроводы и частично на железнодорожный транспорт. В последние годы отмечается опережающее развитие использования морского транспорта в экспорте нефти, что вызвано необходимостью обеспечить гибкость поставок, а также независимость от транзитных стран (Таблица 5).

Таблица 5

Основные экспортные маршруты и объемы поставок нефти из России

Направление	Маршрут	Вид транспорта	Объем экспорта, млн т				
			2011	2012	2013	2014	2015
Север	Варандей	Морской порт	3,9	3,1	5,4	5,9	6,0
Запад	Приморск	Морской порт	66,6	64,4	50,6	41,9	45,1
	Усть-Луга	Морской порт	0	11,5	17,2	14,3	17,6
	Андреаполь – Полоцк	Нефтепровод	нд	7,2	3*	3,1	3,9
	Самара – Унеча**	Нефтепровод	нд	81,5	95*	92,2	97,1
Юг	Черноморские порты (Новороссийск, Туапсе)	Морской порт	35,0	32,0	30,9	26,9	26,7
Восток	Россия – Казахстан – Китай	Нефтепровод	6,6	6,0	7,1	7,0	нд
	Сковородино – Мохэ	Нефтепровод	15,0	15,1	15,8	15,6	16,0
	Козьмино	Морской порт	15,2	16,3	21,3	24,9	30,4
	Де-Кастри	Морской порт	7,8	нд	нд	7,6	нд
	Порты Сахалина	Морской порт	нд	нд	нд	5,3	нд

* Расчет на основе данных по уровню загрузки нефтепровода.

** Часть прокачиваемой нефти направляется в порты Балтийского моря для экспорта.

Источник – Аналитический центр по данным Минэнерго России и открытым источникам

Морские нефтяные терминалы

В России выделяются три группы портов — черноморские (Новороссийск, Туапсе), балтийские (Приморск, Усть-Луга) и дальневосточные (Козьмино), которые обеспечивают основной экспорт нефти. Лидерами по объему экспорта нефти являются порты Балтийского моря, которые в 2015 году обеспечили перевалку 62,7 млн т, что составляет около 45% от суммарного экспорта нефти морем. Развитие данного направления началось в 2000-е годы в связи с необходимостью напрямую поставлять нефть и нефтепродукты на рынки стран Западной Европы.

Порты Черного моря обеспечивают чуть более 10% российского экспорта нефти, однако их загрузка постепенно снижается. Нефть отсюда направляется преимущественно в страны Южной Европы и Турцию.

Одним из самых динамично развивающихся маршрутов экспорта нефти является порт Козьмино, который в 2015 году обеспечил перевалку 30,4 млн т нефти, что в два раза превышает показатель 2011 года и составляет 13% национального показателя. Столь высокая динамика была обеспечена за счет роста спроса на нефть в регионе АТР, а также расширения нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), который обеспечивает транспортировку нефти с месторождений Западной и Восточной Сибири.

На Дальнем Востоке основным центром нефтедобычи является остров Сахалин, нефть с которого экспортируется через собственные порты, а также порт Де-Кастри в Хабаровском крае. Общий объем перевалки по ним составляет около 12–13 млн т в год.

В настоящее время наименьшее развитие получила нефтяная портовая инфраструктура в северных морях России. Основным нефтеналивным терминалом по данному направлению является Варандей, который обслуживает месторождения «Лукойла» и «Башнефти» в Ненецком АО и осуществляет перевалку добытой нефти на экспорт.

Экспортные нефтепроводы

Основные нефтяные экспортные трубопроводные мощности России проходят через территории Беларуси и Украины — главными из них являются система нефтепроводов «Дружба» и нефтепровод «Сургут — Полоцк». Суммарно они обеспечивают перекачку около 40% экспортируемой из России нефти. Российская нефтепроводная система в европейской части страны и Западной Сибири соединена с системой Казахстана трубопроводами, по которым осуществляются взаимные поставки нефти.

В 2009 году был запущен нефтепровод ВСТО, который на первом этапе обеспечил транспортировку нефти в Амурскую область, откуда далее она поставлялась в Китай. В дальнейшем нефтепровод был продлен до порта Козьмино на Дальнем Востоке, что позволило экспортировать нефть и в другие страны АТР.

Важнейшие проекты и перспективы

Текущие проекты строительства новых и расширения действующих нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (Таблица 6) нацелены на достижение следующих задач:

- дальнейшее снижение зависимости от транзитных поставок и развитие портовой и соответствующей внутренней трубопроводной инфраструктуры (проекты продуктопроводов «Север» и «Юг»);
- расширение существующих магистральных нефтепроводов на востоке страны (ВСТО) и строительство нефтепроводов для соединения новых месторождений в регионе с ВСТО, а также сопутствующее развитие портовой инфраструктуры.

Таблица 6

Основные проекты магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов в России

Проект	Расположение	Назначение	Характеристика
Нефтепровод Куюмба – Тайшет	Красноярский край, Иркутская область	Транспортировка нефти с месторождений Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское до ВСТО с целью ее экспорта	Протяженность первого этапа – 700 км, ввод в эксплуатацию – конец 2016 года, проектная мощность – 8,6 млн т в год
Нефтепровод Заполярье – Пурпе	Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО)	Транспортировка нефти с месторождений севера ЯНАО в сеть нефтепроводов «Транснефти»	Протяженность – 485 км, пропускная способность – 45 млн т в год, ввод в строй – конец 2016 года
ВСТО (участок Тайшет – Сковородино, расширение)	Иркутская область, Республика Саха, Амурская область	Поставки нефти на восток страны с целью экспорта в Китай и другие страны АТР	Расширение ВСТО на участке Тайшет – Сковородино обеспечит транспортировку нефти в Китай по нефтепроводу Сковородино – Мохэ в объеме до 20 млн т в год и на Хабаровский НПЗ – до 6 млн т в год. Завершение проекта – 2017 год
Продуктопровод «Север» (расширение)	Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск	Транспортировка нефтепродуктов до морского терминала Приморск с последующим экспортом	Планируется расширение пропускной способности с 8,5 до 15 млн т в год (первый этап, завершение – 2016 год) и до 25 млн т в год (второй этап, завершение – 2018 год)
Продуктопровод «Юг»	Самара – Волгоград – Новороссийск	Транспортировка нефтепродуктов (в основном – дизельного топлива) до нефтяного терминала Новороссийска с последующим экспортом	Проект реализуется в несколько этапов. По данным представителя «Транснефти», в конце 2019 года будет построен участок от Самары до Волгограда и одновременно проведено расширение системы от Волгограда до Новороссийска. После завершения всего проекта планируется транспортировать по этому трубопроводу до 11 млн т дизельного топлива в год

Источник – Аналитический центр по данным Минэнерго России и открытым источникам

По теме выпуска: В мире

Танкерные перевозки: нефтедоллары ушли в море, но обещали вернуться

Сектор морских грузоперевозок оказался одной из отраслей, которые смогли улучшить свое финансовое положение в результате падения мировых цен на нефть. Произошло это не только за счет возможности транспортных компаний сократить свои издержки на топливо, но и благодаря росту спроса на нефть и нефтепродукты, который, в свою очередь, обусловил и рост спроса на услуги по ее транспортировке. Как зарабатывают владельцы и операторы нефтяных и нефтепродуктовых танкерных флотов в условиях низких цен на мировом рынке нефти?

Под давлением замедления китайской экономики и ряда других негативных факторов темпы роста международной торговли снизились¹, и мировой рынок грузоперевозок сегодня переживает не самые лучшие времена. Однако падение цен на мировом рынке нефти вновь оказало поддержку отрасли, как это в похожих ситуациях случалось ранее. Во-первых, цены на судовое топливо, упавшие за последние два года более чем в 2,5 раза, позволили ощутимо снизить затраты на морские перевозки товаров в целом. Во-вторых, падение мировых цен на нефть придало импульс росту спроса на нее и нефтепродукты (в 2015 году мировой спрос вырос на 2%), что повысило востребованность услуг по их транспортировке.

По данным крупнейшего в мире судового брокера Clarksons, в 2015 году объем морских перевозок нефти и нефтепродуктов вырос на 4,8% относительно 2014 года, что является лучшим показателем за последние годы. Во многом из-за снижения импорта сырой нефти в США мировой объем ее транспортировки морем ежегодно с 2010 года сокращался почти на 1%, хотя поставки нефтепродуктов по морю в среднем росли на 1,7%. В 2015 году особенно высокий рост спроса на танкерные перевозки нефти и нефтепродуктов традиционно был отмечен на маршрутах из стран Ближнего Востока в Азию, где важную роль сыграл китайский рынок. На фоне падения импорта в Китай ряда других сырьевых товаров, включая уголь, страна в 2015 году увеличила закупки

¹ См. также Бюллетень социально-экономического кризиса в России, выпуск № 12, [апрель 2016 г.](#)

нефти на 7%. Росту поставок нефти в Китай поспособствовали активное пополнение новых нефтяных резервов и законодательные изменения, давшие возможность местным независимым нефтепереработчикам напрямую осуществлять закупки нефти на внешних рынках.

Кроме того, обострение конкуренции среди экспортеров нефти заставило их искать альтернативные рынки сбыта, что в ряде случаев привело к увеличению расстояния транспортировки. Так, например, постепенно теряя рынок сбыта в США, основные африканские экспортеры нефти увеличили ее поставки в Азию. Важную роль в росте спроса на танкерные перевозки нефтепродуктов сыграла структура нефтеперерабатывающих мощностей в мире, характеризующаяся дисбалансами в региональных профилях производства нефтепродуктов и спроса на них.

Еще одной причиной повышенного спроса на нефтяные и нефтепродуктовые танкеры стали участившиеся случаи их использования в качестве плавучих хранилищ. За последний год неоднократно фиксировались необычно крупные скопления танкеров, ожидающих разгрузки в портах Нидерландов, Индонезии, Малайзии, Сингапура и США. К числу причин, вызвавших такое положение, можно отнести «узкие места» в транспортной инфраструктуре, ограниченные возможности по переработке нефти, а также желание трейдеров заработать на арбитражных сделках, воспользовавшись ситуацией контанго, когда текущие цены на нефть оказались ниже цен фьючерсных поставок. Кроме того, эти факторы обусловили снижение средней скорости судов, а также участившиеся случаи выбора маршрута с более длинной дистанцией. Это можно наблюдать на примере изменения грузовых потоков нефти и нефтепродуктов между Средиземноморским и Азиатско-Тихоокеанским регионом. В 2015 году выросло число танкеров, предпочитающих обход Африканского континента вдоль его западного побережья маршруту через Суэцкий канал, дополнительно экономя на плате за проход через него и используя преимущества подешевевшего топлива.

Однако развитие этих тенденций было сдержано существенным ростом цен на услуги операторов танкерных судов. Ставки фрахта на нефтяные и нефтепродуктовые танкеры различных типов в 2015 году выросли в 1,5–2 раза по отношению к прошлому году. Более всего выросли ставки на наиболее крупные из них — танкеры класса VLCC. Помимо возросшего спроса на услуги по перевозке нефти, грузоперевозчики выиграли и от слабой конкуренции в танкерном флоте, который вырос в 2015 году всего на 2%, или 8,4 млн т дедвейта, что было обусловлено сложной ситуацией на рынке танкерных перевозок сырой нефти ранее. В 2013 и 2014 годах рост танкерного флота также составлял 1–2% в год, хотя в 2009–2012 годах он был на уровне 5–7%. На этом фоне в 2015 году произошло сокращение объемов вывода из эксплуатации старых танкеров.

Все это обеспечило владельцам танкерных судов рекордные с 2008 года доходы (Таблица 7).

По оценкам датской кредитной организации Danish Ship Finance², до 2020 года темпы роста объема морских перевозок нефти составят 2,1%, поскольку они продолжают поддерживаться растущим спросом со стороны стран азиатского региона. Еще около 0,5% прироста годового спроса на танкерные перевозки нефти ожидается за счет увеличения дальности транспортировки. Фрахтовые ставки нефтяных танкеров с начала 2016 года в среднем находятся ниже уровня 2015 года, но по-прежнему значительно превышают ставки 2009–2014 годов. Благодаря резко возросшим заказам на производство новых нефтеналивных судов ежегодный прирост дедевейта танкерного флота в ближайшие два года составит 5%, что окажет понижающее давление на стоимость услуг по транспортировке сырой нефти и доходность владельцев и операторов танкеров. В результате нефтяные компании смогут снизить свои расходы на транспортировку нефти по морю, выросшие в 2014–2015 годах.

Таблица 7

Средний доход различных типов танкеров, тыс. долл./день за судно

Тип судна	2013	2014	2015	Прирост, 2015 год к 2014 году, %
VLCC	16,2	27,3	60,2	120,3
Suezmax	15,5	27,8	46,7	68,1
Aframax	14,1	24,7	38,0	53,7
Нефтепродуктовые танкеры	12,6	12,4	21,5	74,2
Средневзвешенный доход	13,4	17,6	30,5	73,1

Источник — Clarksons Research

Разрыв в ставках фрахта на танкеры для перевозки нефтепродуктов относительно прошлого года более существенен. В марте 2016 г. средняя ставка оказалась в два раза ниже значения июля 2015 г. — максимального значения с 2008 года. Отчасти это произошло благодаря росту флота танкеров-продуктовозов на 6% в 2015 году. За 2016–2017 годы он увеличится еще более чем на 10%. С другой стороны, владельцы и операторы танкеров по перевозке нефтепродуктов несут дополнительные риски из-за перспектив постепенного устранения дисбалансов в профиле нефтепереработки различных регионов. По мнению Danish Ship Finance, до 2020 года среднегодовой рост морских перевозок нефтепродуктов составит всего 1,6%.

² Shipping Market Review — Danish Ship Finance, May 2016.

Обсуждение: В России

Пути развития отечественных технологий СПГ

В последние годы в России наряду с существующими у компаний планами по строительству заводов СПГ государством также ставятся цели по развитию отечественных технологий по производству СПГ. Каковы барьеры и перспективы развития данного направления в России?

В России в последние десятилетия развивалась преимущественно трубопроводная инфраструктура по поставкам газа, что касалось как внутреннего рынка, так и экспорта. Это объяснялось отсутствием острой необходимости в развитии других способов поставок газа ввиду наличия развитой сети газопроводов от месторождений до ключевых потребителей. Как следствие, не развивались и отечественные технологии производства СПГ для поставок газа ни на экспорт, ни на внутренние рынки.

Вместе с этим мировой рынок СПГ за последние 10–15 лет значительно вырос (более чем в два раза) и теперь занимает 33% от всей международной торговли газом. Изменения на мировых рынках газа сказались на формировании приоритетов государственной энергетической политики по развитию отечественных проектов и технологий производства СПГ в России: за последние 10–15 лет приоритеты подверглись трансформации. Так, в Энергостратегии России до 2020 года (от 2003 года) ставились цели по применению СПГ в качестве моторного топлива, а также были упомянуты отдаленные перспективы по выходу СПГ на внешние рынки. В текущем проекте Энергостратегии до 2035 года уже говорится о развитии СПГ-проектов для продажи газа на экспорт в страны АТР, а также о развитии собственных технологий по производству оборудования для крупнотоннажных СПГ-проектов (Таблица 8).

К настоящему времени российский рынок крупнотоннажного СПГ представлен одним действующим заводом мощностью в 9,6 млн т СПГ в год в рамках проекта «Сахалин-2», реализуемого международным консорциумом («Газпром», Shell, Mitsui и Mitsubishi). Завод был запущен в 2009 году, а вся его продукция отправляется на экспорт в страны АТР преимущественно по долгосрочным контрактам. Также на высокой стадии реализации находится проект «Ямал СПГ» мощностью 16,5 млн т СПГ в год. Возможность строительства еще двух СПГ-заводов рассматривает «Газпром» («Владивосток СПГ», «Балтийский СПГ»); два завода также планирует построить «Роснефть» — «Дальневосточный СПГ» и «Печора СПГ» (последний — совместно с

группой АЛЛТЕК). Однако реализация большинства из планируемых проектов в ближайшие годы находится под вопросом, так как контракты на поставку СПГ еще не заключены.

Таблица 8

Стратегические цели по развитию производства СПГ в России, а также по развитию соответствующих отечественных технологий

Документ	Описание цели по развитию СПГ	Количественный ориентир
ЭС-2020 (2003 год)	<ul style="list-style-type: none"> Существующие крупнотоннажные заводы на момент выпуска документа: нет Приоритеты по развитию производств: СПГ рассматривается как перспективное моторное топливо для внутреннего рынка; как экспортный продукт (в отдаленной перспективе) Приоритеты по развитию отечественных технологий: сказано о развитии техники и технологии СПГ и его транспортировки в целом; отдельно — о развитии технологий для покрытия пиковых нагрузок в системе газоснабжения 	Отсутствует
ЭС-2030 (2009 год)	<ul style="list-style-type: none"> Существующие крупнотоннажные заводы на момент выпуска документа: «Сахалин-2» Приоритеты по развитию производств СПГ: развитие СПГ-проектов для выхода на новые внешние рынки, в первую очередь стран АТР и США Приоритеты по развитию отечественных технологий: не заданы 	Доля СПГ в структуре экспорта газа к 2025-2030 годам — 14-15%
Проект ЭС-2035 (версия 2015 года)	<ul style="list-style-type: none"> Существующие крупнотоннажные заводы на момент выпуска документа: «Сахалин-2», на стадии строительства — «Ямал СПГ» Приоритеты по развитию производств СПГ: развитие СПГ-проектов с поставками, в первую очередь в страны АТР Приоритеты по развитию отечественных технологий: «Отечественные высокоэффективные технологии крупнотоннажного производства СПГ» 	Увеличение производства СПГ в 5 и более раз (с 14 до 74 млрд куб. м) — в тексте документа
План мероприятий по импортозамещению в области нефтегазового машиностроения	<p>Приоритеты по развитию отечественных технологий (2015-2020 годы):</p> <ul style="list-style-type: none"> пропановые холодильные установки; мембранные установки осушки газа; установки получения СПГ; дожимные компрессорные установки; криогенные насосы высокого и низкого давления для перекачки СПГ; газораздаточные колонки СПГ с коммерческим учетом; криогенные передвижные транспортные заправщики СПГ; бортовые топливные системы для автотранспортных средств, использующих СПГ в качестве моторного топлива 	Доля импорта в потреблении, указана отдельно по каждой технологии

Источник — Аналитический центр на основе российских стратегических документов

Развитие планов по импортозамещению в экономике России, а также планы по строительству СПГ-заводов позволили поставить вопрос о развитии отечественных технологий СПГ (направления указаны в Плане мероприятий по импортозамещению в

области нефтегазового машиностроения, далее — План). Производство СПГ является сложной технологической цепочкой, которая предполагает ряд этапов — от подготовки природного газа и его сжижения до хранения и транспортировки в сжиженном виде. В утвержденном Плате указаны отдельные технологические процессы, связанные с подготовкой газа (например, пропановые холодильные установки, мембранные установки осушки газа), его сжижением (установки получения СПГ, дожимные компрессорные установки), дальнейшей транспортировкой (криогенные передвижные транспортные заправщики СПГ) и использованием. Каждый из этапов производства СПГ обладает своим вкладом в структуру его себестоимости. Наибольший вклад в структуру вносят процессы по сжижению газа (до 45%, по данным [EIA](#)), поэтому выбор технологии на данном этапе особенно важен для обеспечения конкурентоспособности газа отдельных СПГ-проектов по сравнению с трубопроводным газом и другими СПГ-проектами.

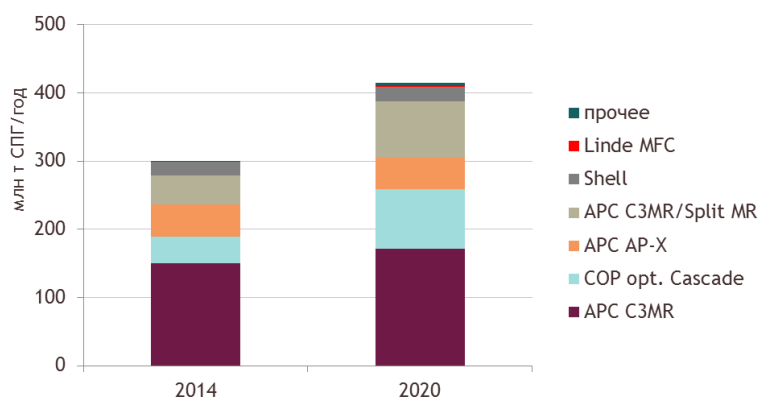
В настоящее время российские предприятия машиностроения находятся на разном технологическом уровне: действуют отдельные предприятия по производству оборудования для малотоннажных (до 1 млн т СПГ в год) и среднетоннажных заводов (1–3 млн т СПГ в год), но основное оборудование для крупнотоннажных СПГ-проектов (свыше 3 млн т СПГ в год) в России не производится.

Отсутствие конкурентоспособных российских технологий для *крупнотоннажного производства СПГ* подтверждается тем, что предпочтение в выборе технологических решений для оснащения российских СПГ-заводов отдается иностранным производителям. Так, на действующем в рамках проекта «Сахалин-2» СПГ-заводе используются технологии, принадлежащие Shell ([Shell DMR](#)). На реализуемом проекте «Ямал СПГ» планируется использовать оборудование и технологии американской [Air Products and Chemicals Inc.](#) (APC, с ней уже подписано соглашение). Иностранные технологии предварительно запланировано использовать при реализации других проектов, например, «Владивосток СПГ» и «Дальневосточный СПГ».

Выбор российскими компаниями таких технологий оправдан структурой мирового рынка технологий для крупнотоннажного производства СПГ, который является высококонцентрированным. Это связано с существованием патентов на основные технологические процессы. Лидером рынка в области процессов сжижения газа является APC: до 90% реализованных крупнотоннажных СПГ-проектов в мире использовали технологии и оборудование компании APC; до 2020 года ее доминирование, судя по заключенным контрактам на поставку оборудования для новых заводов, будет сохраняться (График 11). Также патентами на технологии в данной сфере обладают ConocoPhillips, Shell, Statoil/Linde, Axens.

График 11

Технологическое обеспечение СПГ-заводов в мире по компаниям-производителям (с учетом технологии), 2014 (факт) и 2020 (план) годы, млн т СПГ в год



Источник – HIS (IGU World LNG Report – 2015 Edition)

Перечисленные компании обладают готовыми технологическими решениями и большим опытом работы на рынке: первый крупнотоннажный завод СПГ был введен в эксплуатацию еще в 1964 году, а по итогам 2015 года по данным GIIGNL в мире построено уже 57 заводов по сжижению природного газа (96 технологических линий) совокупной мощностью в 308 млн т СПГ в год. При этом указанные компании зачастую выступают не только поставщиками оборудования, но и реализуют проекты «под ключ», выполняя функции подрядчика, что снижает возможности по поставкам вспомогательного оборудования. Таким образом, в сфере ключевых технологий для производства крупнотоннажного СПГ развитие российских технологий столкнется с проблемами сбыта — для ближайших проектов поставщики оборудования уже выбраны и в России, и в других странах мира. С учетом ограниченного числа заводов в мире, найти рынок сбыта будет затруднительно и возможно только в случае создания более конкурентоспособных технологических решений.

Более вероятным направлением развития отечественных технологий являются технологии по *производству малотоннажного СПГ*. Для этого направления также поставлены цели по развитию видов оборудования в Плане по импортозамещению (Таблица 8). Преимущественно такие проекты будут ориентированы на внутренний рынок, СПГ может использоваться в качестве моторного топлива или для газификации удаленных территорий. Данное направление в России является более проработанным с точки зрения технологий (производство оборудования уже есть у нескольких российских компаний), но тут придется учитывать наличие межтопливной конкуренции, а развитие технологий будет зависеть от потребления СПГ в России.

Обсуждение: В мире

Климат против угля

После достижения в конце прошлого года нового глобального соглашения по климату в Париже давление на угольную отрасль, и без того переживающую непростые времена, продолжает усиливаться – сжигание угля связано с наибольшими выбросами парниковых газов (ВПГ) среди ископаемых источников энергии. В апреле президент Всемирного банка Джим Ен Ким [заявил](#), что «планета ведет гонку со временем, чтобы остановить строительство новых угольных электростанций в мире». И если развитый мир уже встал на путь сокращения потребления угля, то для развивающегося мира (особенно Азии, обладающей обширными собственными запасами) уголь во многом сохраняет свою привлекательность. Какую роль играет международное финансирование в продвижении угольных проектов в мире, и как может повлиять отказ ключевых мировых «доноров» от их дальнейшей поддержки на перспективы развития отрасли?

Уголь остается вторым по объемам потребления энергетическим ресурсом в мире (после нефти), обеспечив, по данным МЭА, в 2013 году 29% потребления первичной энергии. В основном уголь востребован в энергетике: на выработку электроэнергии и тепла ушло 62% потребленного угля. При этом ввиду высоких удельных выбросов парниковых газов при сжигании угля³, на него в том же году пришлось 46% мировых ВПГ от сжигания ископаемого топлива. Уголь вышел на лидирующие позиции по объему ВПГ среди ископаемых источников энергии в 2003 году, обогнав нефть — как следствие растущего спроса на энергию в развивающихся странах, обладающих энергоемким производством, большим населением и значительными угольными запасами. Эти лидирующие позиции по негативному антропогенному воздействию на климат (теперь и в относительном, и в абсолютном выражении) в сочетании с многочисленными исследованиями о вреде здоровью, сделали уголь центральной мишенью ужесточающейся климатической политики.

³ Например, по [оценке](#) немецкого Института исследований энергетики и окружающей среды, использование угля для выработки электроэнергии в Германии связано с выбросами на уровне 987 г CO₂/кВт·ч (каменный уголь) и 1170 г CO₂ /кВт·ч (бурый уголь), а использование газа — 502 г CO₂/кВт·ч, хотя такие агрегированные оценки весьма условны.

Растущее климатическое давление на уголь накладывается на непростое текущее положение отрасли. Мировой спрос на уголь, демонстрировавший в последние годы замедление роста, в 2014 году (и, по предварительным оценкам, в 2015 году) снизился, отражая ситуацию в Китае и нарушая восходящий тренд, наблюдавшийся с 2000 года. Сокращение спроса затронуло энергетический уголь, на который приходится 87% всего мирового потребления. Перенасыщение рынка способствовало дальнейшему снижению цен на уголь в мире: цены на энергетический уголь с 2011 года упали более чем наполовину, приблизившись к 50 долл./т. Китай, лидер потребления угля на Востоке и в мире в целом (49,3%), продолжает массовое закрытие угольных шахт — на фоне замедления экономического роста и в рамках плана по оптимизации отрасли. Индия, которая в 2014 году заняла второе место по потреблению угля в мире (11,4%), обойдя США, постепенно отходит от угольного скандала (связанного с продажей угольных месторождений и повлекшего аннулирование Верховным судом страны 214 из 218 лицензий, выданных в 1993–2010 годах), принимая меры по повышению прозрачности отрасли и стимулированию добычи. В США, крупнейшем потребителе угля на Западе (10,5% мирового потребления), идет серия банкротств угольных компаний, в том числе ведущих: Peabody, Arch Coal, Alpha Natural Resources — их здесь теснит сланцевый газ. Терпят убытки и оставшиеся в Европе угольные компании — в апреле производители угля в Польше, Чехии и Румынии обратились за государственной помощью, но ее получение затруднено общими правилами оказания государственной помощи ЕС, которые ограничивают продвижение угольных проектов, за исключением поддержки закрытия шахт. Вклад развитых европейских стран (ОЭСР Европы) в мировое потребление угля в 2014 году составил 9,2%.

Будущее угля в мире связывают с развивающимися странами, а более конкретно — с перспективами угольной генерации в Азии, где она рассматривается как эффективное средство борьбы с энергетической бедностью. Пик потребления угля в развитом мире, согласно широко разделяемому экспертным сообществом мнению, пройден в 2000-е годы⁴. В частности, ЕС — признанный лидер на пути к низкоуглеродной энергетике, ставящий перед собой амбициозные цели по сокращению ВПП. Стоит, однако, упомянуть, что не все европейские страны поддерживают скорейший выход из угольной генерации, а решения об энергетическом балансе принимаются на национальном уровне. США в 2015 году утвердили план «Чистая энергия», который устанавливает целевые показатели сокращения ВПП для электростанций на

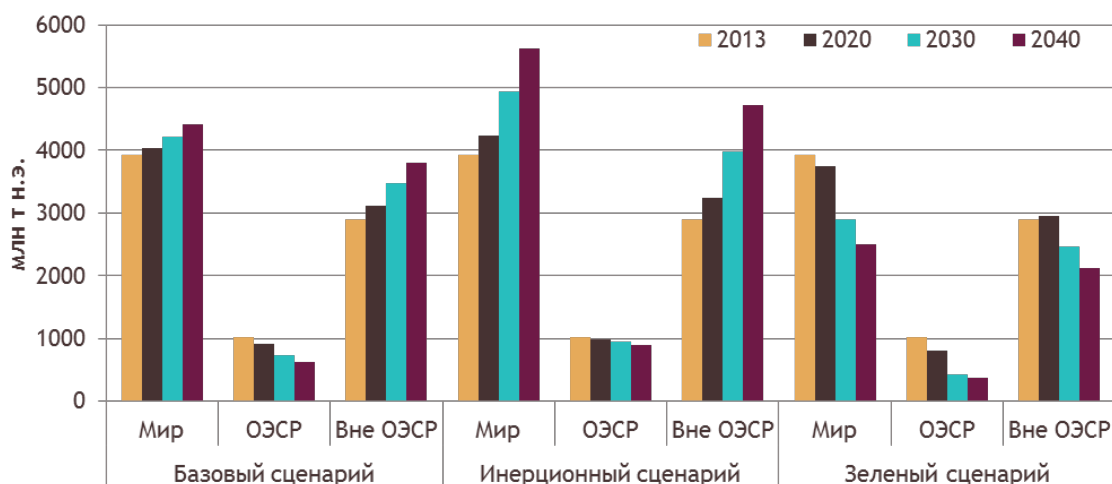
⁴ См., например, долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики МЭА или [ИНЭИ РАН и Аналитического центра](#).

ископаемом топливе и направлен на снижение потребления угля, но в начале 2016 года он был временно заблокирован Верховным судом. Канада приняла решение о постепенном отказе от угольной генерации еще в 2011 году, потребовав от угольных электростанций приближения к показателям газовых (по ВПП) при активном продвижении технологии улавливания и хранения углерода.

В долгосрочном прогнозе развития мировой энергетики МЭА (2015 года) потребление угля наиболее остро реагирует на изменение предпосылок об энергетической и климатической политике, которые лежат в основе различий прогнозных сценариев агентства (График 12)⁵.

График 12

Долгосрочные прогнозы потребления угля



Источник — МЭА

В базовом сценарии МЭА мировой спрос на уголь к 2040 году возрастает на 12%, а сопутствующие ВПП — на 7%. Общее замедление темпов роста потребления угля здесь складывается из 40-процентного падения спроса в развитых странах, его фактической стабилизации в Китае и уверенного роста в Индии и Юго-Восточной Азии. Вводимые мощности будут преимущественно опираться на более эффективные технологии, что и позволит ограничить рост ВПП. Реализация базового сценария в угольной отрасли потребует совокупных инвестиций в размере около 3 трлн долл. (здесь и далее — в

⁵ Базовый сценарий МЭА (сценарий новой политики) исходит из умеренного распространения заявленных политических мер и планов; инерционный сценарий (сценарий текущей политики) закрепляет действующее регулирование; наконец, «зеленый» сценарий (сценарий-450) предлагает меры, позволяющие достичь глобальной климатической цели.

постоянных ценах 2014 года)⁶ или в среднем около 120 млрд долл. в год против 108 млрд долл. в год в 2000–2012 годах⁷. В инерционном сценарии расширение потребления угля в мире идет более высокими темпами, так что к 2040 году оно оказывается на 43% выше, чем в 2013 году (а ВПП от сжигания угля в этом случае возрастают на 40%). К 2030 году уголь становится первым по востребованности энергетическим ресурсом мира, сохраняя лидирующие позиции в электрогенерации. В «зеленом» сценарии мир проходит пик потребления угля до 2020 года, к концу прогнозируемого периода оно будет на 36% ниже текущего, а ВПП от угольной отрасли снизятся на 68%. Это становится возможным благодаря широкомасштабной адаптации мер, направленных на достижение глобальной цели по климату, в первую очередь развитыми странами и Китаем, а также распространению технологии улавливания и хранения углерода.

Развитые страны сокращают внутреннее потребление угля, прибегая к самоограничениям, которые пока не получили подобного распространения в развивающихся странах. Тем не менее развитые страны имеют возможность повлиять на потребление угля и за их пределами, используя в качестве одного из основных каналов международную финансовую помощь. Согласно одному из последних исследований⁸, международные банки развития⁹, экспортные кредитные агентства стран ОЭСР¹⁰ и другие государственные финансовые учреждения развитых стран в 2007–2014 годах направили в зарубежные угольные проекты (включая угольную генерацию) около 60 млрд долл., или 7,5 млрд долл. в год, что можно грубо оценить в 7% от общих инвестиций в отрасль. Максимальный объем финансирования за рассматриваемый период предоставили экспортные кредитные агентства (График 13), особенно Японии и Республики Корея, причем около половины этого финансирования было выделено странам с доходами ниже среднего уровня, а остальное приблизительно

⁶ В том числе около 1,6 трлн долл. в угольную генерацию, около 1 трлн долл. в добычу и около 0,4 трлн долл. в инфраструктуру.

⁷ Потребности в инвестициях приведены с учетом проектов электрогенерации на угле (как основного источника ВПП в энергетике) — иначе последние следовало бы учитывать в инвестициях в электроэнергетику.

⁸ Under the Rug. How Governments and International Institutions are Hiding Billions in Support to the Coal Industry / Natural Resources Defense Council, Oil Change International, WWF, June 2015.

⁹ Включая Всемирный банк, Африканский банк развития, Азиатский банк развития, Европейский инвестиционный банк, Европейский банк реконструкции и развития и Межамериканский банк развития. Наряду с региональными участниками развитые страны также принимают участие в институтах развития развивающихся регионов.

¹⁰ Агентства (часто государственные финансовые институты), специализирующиеся на предоставлении кредитов, гарантий и страхования национальным экспортерам, которые в большинстве случаев ориентированы на рынки развивающихся стран.

в одинаковой пропорции ушло в страны с доходами выше среднего уровня и страны с высоким уровнем дохода. Таким образом, стран с низким уровнем дохода, где проблема энергетической бедности стоит наиболее остро, данное финансирование не достигло, что привело авторов исследования к заключению о центральной отрицательной роли экспортных кредитных агентств стран ОЭСР в продвижении угольных проектов за рубежом.

График 13

Структура международной помощи развитых стран в угольной отрасли по источникам финансирования (с детализацией направлений финансирования для экспортных кредитных агентств), суммарно за 2007-2014 годы



Источник — оценка Аналитического центра на основе данных Natural Resources Defense Council, Oil Change International, WWF

Начиная с 2013 года, в ходе подготовки к достижению нового глобального климатического соглашения, развитые страны и международные банки стали все активнее отказываться от поддержки угольных проектов в зарубежных странах. В числе стран, принявших такое решение, — США, страны Северной Европы, Великобритания, Нидерланды, Германия и Франция; в числе банков развития — Всемирный банк, Европейский инвестиционный банк и Европейский банк реконструкции и развития¹¹. В 2015 году парламент Норвегии проголосовал за вывод инвестиций государственного пенсионного фонда страны (одного из крупнейших в мире) из угольной отрасли, включая компании, деятельность которых связана с углем лишь отчасти. Заметным событием стало достижение климатической договоренности между США и Китаем, которое в том числе включает намерение Китая сократить поддержку углеродоемких проектов, но в какой степени это отразится на продвижении

¹¹ Boom & Bust 2016. Tracking the global coal plant pipeline / CoalSwarm, Sierra Club, Greenpeace, 2016.

угольных проектов за рубежом, пока оценить сложно. При этом в 2007–2014 годах государственные финансовые институты Китая выделили зарубежным угольным проектам более 15 млрд долл. (а это четверть соответствующего финансирования развитых стран и международных банков). Наконец, в самой преддверии достижения Парижского климатического соглашения (в ноябре 2015 г.) страны ОЭСР согласовали ограничения для экспортных кредитных агентств по продвижению угольных проектов, которые должны вступить в силу в 2017 году.

Потенциальная потеря около 7% ежегодных инвестиций представляет для угольной отрасли определенную угрозу. Так, МЭА в текущем долгосрочном прогнозе пересмотрело темпы роста потребления угля в сторону понижения даже для инерционного сценария и, весьма вероятно, может продолжить корректировки в будущем, но пока с осторожностью.

Во-первых, вышеперечисленные инициативы содержат некоторые оговорки, оставляющие возможность поддержки зарубежных угольных проектов для развитых стран. Наиболее яркий пример — борьба с энергетической бедностью при отсутствии альтернативы угольной генерации. Другой пример — соответствие установленным стандартам (прежде всего по ВПП). Можно привести и более развернутый пример. Экспортным кредитным агентствам стран ОЭСР будет запрещено поддерживать проекты строительства угольных электростанций с докритическими параметрами пара мощностью свыше 300 МВт даже в беднейших странах, но они смогут продолжить финансирование угольных электростанций со сверхкритическими параметрами пара мощностью не более 500 МВт в ряде стран и угольных электростанций со суперсверхкритическими параметрами пара любой мощности во всех странах. Кроме того, достигнутая странами ОЭСР договоренность не распространяется на государственные банки.

Во-вторых, развивающийся мир начал создавать собственные институты развития, которые смогут отчасти компенсировать для угольной отрасли снижение финансирования из стран ОЭСР. Вместе с тем следует принимать в расчет, что на них также будет оказано давление со стороны мирового сообщества, обеспокоенность которого проблемой изменения климата растет.

В этой связи на уровне как стран, добывающих и экспортирующих уголь, так и отдельных компаний, целесообразно учитывать возросшие риски реализации проектов, ориентированных на экспорт (в том числе в развивающуюся Азию), и работать над продвижением более эффективных с точки зрения снижения негативного воздействия на климат технологий (так как технологическая конкуренция в отрасли ужесточается).

Ключевые события: Российский контекст

Либерализация поставок природного газа на экспорт в ближайшее время не ожидается. По данным [РИА Новости](#), вице-премьер А.Дворкович сообщил, что Правительство Российской Федерации в настоящее время не обсуждает возможность изменения правовой базы для либерализации поставок природного газа на экспорт. Минэнерго России также не изменило свою [позицию](#) и выступает за сохранение единого экспортного канала. В свою очередь, ФАС России [призывает](#) продолжить обсуждение вопросов, связанных с дальнейшей либерализацией экспорта природного газа из России. В либерализации поставок газа на экспорт через трубопроводную систему заинтересованы независимые производители газа, в первую очередь «Роснефть» и «Новатэк», которые уже не раз обращались в органы власти по этому вопросу; например, по [данным](#) «Коммерсанта», ранее Минэнерго России получило запрос «Роснефти» о предоставлении компании права на экспорт трубопроводного газа в Европу. Отметим, что ранее в отрасли была проведена либерализация экспорта сжиженного природного газа (СПГ); пока результаты либерализации экспорта СПГ не проанализированы, что невозможно сделать до ввода в эксплуатацию запланированных СПГ-проектов, в частности проекта «Ямал СПГ», который должен быть введен в первую очередь.

«Транснефть» предложила создать новый сорт российской нефти. 19 мая директор департамента планирования и учета грузопотоков «Транснефти» И.Кацал [сообщил](#) о предложении «Транснефти» создать новый сорт нефти с более высоким содержанием серы по сравнению с Urals — Ural Heavy. За основу нового сорта будет взята нефть Урало-Поволжского региона, которая будет частично выведена из основной российской экспортной смеси Urals. Данная мера, по мнению «Транснефти», позволит российским нефтяным компаниям избежать дисконта из-за увеличения объема высокосернистой нефти, поступающей в единую трубопроводную систему. Так, по данным «Транснефти», из России ежегодно экспортируется порядка 60 млн т высокосернистой нефти, причем ее объем каждый год увеличивается на 2,5 млн т. Кроме того, данная мера позволит снизить износ оборудования на НПЗ. Минэнерго России рассматривает данную инициативу как наименее затратную по сравнению с двумя альтернативными мерами — равномерным распределением сернистой нефти по экспортным направлениям и ее переработкой на месте добычи. Против выделения высокосернистой нефти в единый экспортный поток [выступает](#) «Татнефть», поскольку это создает угрозу существенного ухудшения экономики компании в отношении добычи и переработки подобной нефти. Кроме того, данная мера может также затронуть «Башнефть», добывающую значительные объемы высокосернистой нефти.

Новости: Российский обзор

Нефтегазовая отрасль

«Роснефть» планирует развивать нефтепереработку в Индонезии. 26 мая «Роснефть» и индонезийская государственная нефтегазовая компания Pertamina подписали рамочное соглашение о строительстве НПЗ в Индонезии. Объем инвестиций в строительство завода мощностью 24 млн т в год составит 13 млрд долл., а окончание его строительства запланировано на конец 2021 года. «Роснефть» также предложила оценить возможности сотрудничества в проектах разведки и добычи. Pertamina заинтересована в инвестициях в добычные нефтегазовые проекты «Роснефти». Ранее сообщалось, что главы «Роснефти» и Pertamina обсуждали перспективы реализации совместных проектов в области поставок нефти и нефтепродуктов, участие «Роснефти» в нефтепереработке на территории Индонезии и возможности вхождения Pertamina в добычные проекты «Роснефти» в России. Pertamina проводит конкурс на долевое участие в нефтехимическом комплексе Tuban, проектная мощность которого составляет 15 млн т в год. Отметим, что «Роснефть» является одним из конкурсантов.

Электроэнергетика

Запуск четвертой линии энергомоста в Крым. 11 мая была запущена четвертая, итоговая линия энергомоста из Краснодарского края в Крымский федеральный округ, связавшего полуостров с ЕЭС России. Окончательный запуск энергомоста мощностью 800 МВт повысит энергетическую безопасность Крыма и позволит выдержать летние пиковые нагрузки. Общая генерация в Крыму (собственная генерация и мобильные газотурбинные электростанции без учета ВИЭ и резервных источников питания) в настоящее время, по данным Минэнерго России, составляет 1270 МВт. Своевременный запуск первых двух линий энергомоста в декабре 2015 г. позволил сгладить энергетический кризис на полуострове в ноябре — декабре 2015 г. (полное прекращение поставки электроэнергии из Украины в результате подрыва четырех ЛЭП).

Правительство России продлило программу поддержки ВИЭ до 2024 года. Правительство Российской Федерации приняло распоряжение, в соответствии с которым более трети квот по вводам мощностей генерирующих объектов на ВИЭ (около 6 ГВт) будет перенесено на 2021–2024 годы. Данное изменение наиболее значимо для ветроэнергетики, поскольку в предыдущие годы установленные квоты не были выбраны по причине низкой заинтересованности потенциальных инвесторов в этих проектах. Против нововведения выступили крупные потребители электроэнергии, сообщает газета «Коммерсантъ», не поддерживающие повышенные тарифы для электростанций на основе ВИЭ.

Новости: На пульсе мировых тенденций

Климатическая политика в мире

США приняли требования по выбросам метана в нефтегазовой отрасли. 12 мая Агентство по защите окружающей среды США (EPA) опубликовало новые правила, регулирующие выбросы метана, летучих органических соединений и токсичных веществ, возникающие при добыче, переработке и транспортировке нефти и газа. Правила разработаны в рамках [президентского плана](#) реализации климатической политики от 2013 года, который в том числе предполагает снижение выбросов метана в нефтегазовой отрасли США на 40–45% к 2025 году (от уровня 2012 года). Данное регулирование распространяется на новые или реконструируемые мощности, впервые затрагивает выбросы метана и ужесточает контроль над выбросами летучих органических соединений (по сравнению с аналогичными правилами 2012 года). Расширяется список оборудования, на котором ведется контроль выбросов загрязняющих веществ (например, в него добавлены насосы, компрессоры), устанавливаются периодичность проверки состояния техники и сроки устранения «утечек» углеводородов. Подобных (пока первых в своем роде) правил, согласно договоренности о совместных целях и стандартах климатической политики, по-видимому, будет также придерживаться Канада.

Освоение Арктики

Норвегия выдала десять лицензий на освоение арктических месторождений. 18 мая Норвегия впервые за двадцать лет предоставила лицензии, дающие право на разработку нефтегазовых месторождений в Арктике (40 блоков на границе с Россией). Две лицензии получила норвежская государственная компания Statoil — она заявила о начале разработки в 2017 году. Лицензии также выданы компаниям Lundin, Chevron, ConocoPhillips, Centrica и консорциуму Det Lorke, в состав мажоритарных акционеров которого входит ПАО «Лукойл». Действия норвежского правительства направлены на восстановление добычи нефти в стране, создание рабочих мест в секторе и увеличение бюджетных поступлений в условиях низких цен на нефть. Информация о поощрении разработки арктических месторождений вызвала негативную реакцию среди борцов за защиту окружающей среды. По [мнению](#) представителя Гринписа, это нарушает международные экологические соглашения (в частности, Парижское соглашение по климату, принятое в 2015 году), поддержанные Норвегией.

Новости: Мировой обзор

Европа

DONG Energy объявила о готовящемся IPO. 12 мая датская компания с государственным участием DONG Energy объявила о своем IPO, которое пройдет летом 2016 года. Планируется продажа минимум 15% акций при сохранении доли государства в уставном капитале не ниже 50,1%. Размещение акций произойдет на бирже Копенгагена. Эксперты оценивают компанию в 12 млрд долл. и отмечают, что предстоящее IPO станет крупнейшим в истории Дании. DONG Energy специализируется на ветровой электроэнергетике, но также занимается добычей нефти и газа, биоэнергетикой, владеет распределительными мощностями. Основными акционерами DONG Energy являются государство (59%) и банк Goldman Sachs (18%).

Америка

Пожары в Канаде наносят урон нефтяной добыче. С начала мая в Канаде по причине сухой и жаркой погоды продолжаются сильные лесные пожары. Один из крупных очагов находился близ нефтяных песков в провинции Альберта (там расположено свыше 90% нефтяных запасов страны), что привело к резкому спаду добычи нефти. Ее восстановление планируется в ближайшее время (после снижения задымленности и возвращения работников из эвакуации), однако вынужденный перерыв уже привел к выбытию 1,2 млн барр./день и потере 0,33% ожидаемого ВРП Альберты в 2016 году, по оценкам Conference Board of Canada от 18 мая. Природная катастрофа затронула деятельность таких компаний, как Suncor Energy, Royal Dutch Shell, ConocoPhillips. Также вследствие пожаров снизились внутренние цены на природный газ, крупными покупателями которого являются нефтяные компании. Кроме Канады, в мае непредвиденные происшествия (нападения боевиков на энергетическую инфраструктуру) затронули Нигерию и привели к сопоставимым потерям, что опустило мировое предложение ниже уровня спроса и поддержало рост мировых цен на нефть.

Компаниям Halliburton и Baker Hughes отказано в слиянии. В начале мая стало известно об отмене сделки (суммой 28 млрд долл.) по слиянию Halliburton и Baker Hughes, входящих в топ-5 крупнейших нефтесервисных компаний мира по размеру выручки в 2015 году. Компаниям не удалось получить разрешение от американского и европейского антимонопольных органов. Отказ обоснован недопущением дуополизации рынка нефтесервисных услуг (потенциальные дуополисты: компания после слияния и Schlumberger). Halliburton предписывается выплатить Baker Hughes компенсацию в размере 3,5 млрд долл., что усугубит положение первой, уже прошедшей через масштабные сокращения персонала (6 тыс. чел. в I квартале 2016 г.).

ac.gov.ru