

Энергетический бюллетень

Тема выпуска:

*Климатическая политика
в России и мире*

Ежемесячное издание

Выпуск № 13, май 2014



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Содержание выпуска

Вступительный комментарий	3
Ключевая статистика	4
По теме выпуска	
Климатическая политика России: план действий	10
Контурсы новой климатической политики ЕС	15
Обсуждение	
Стимулирование добычи «трудной» нефти	20
Рынок СПГ: почему он не растет?	25
Обзор новостей	29

Выпуск подготовлен авторским коллективом
под руководством *Леонида Григорьева*

Виктория Гимади

Александр Курдин

Олег Колобов

Ирина Поминова

Александр Амирагян

Александр Мартынюк

Ответственный за выпуск — **Ольга Мишина**

Вступительный комментарий

Выбросы парниковых газов (ВПГ) стали ключевым показателем климатических доктрин и России, и Европейского союза. Однако между ними есть огромное различие. Для ЕС это давно сложившаяся политика, а для России принятие такой доктрины и плана по ее реализации – важный психологический шаг, конец дискуссии в стране о том, влияет ли человеческая деятельность на климат. Проблемы Климатической доктрины ЕС состоят в том, что она слишком политизирована: в нее пытаются включить не только снижение ВПГ из планетарных соображений, но и энергетическую безопасность отдельных государств. В связи с разницей реальных условий стран – членов ЕС наметился переход к постановке общих целей, поэтому «отличники» будут компенсировать отставание некоторых стран. Планирование в ЕС в условиях тяжелого болезненного оживления представляется чрезвычайно трудным. Наступление дешевого угля на чистый газ прикрывается отчасти «политикой». Кроме того, рост использования угля в ЕС и в Азии объективно отдаляет возможность остановки роста ВПГ в мире.

Еще одна рассматриваемая проблема данного выпуска – стимулирование добычи нефти на новых труднодоступных месторождениях. При сложившейся системе налогообложения добычи и экспорта нефти потребуются очень тонкая работа по учету интересов государства и компаний. Последние должны аккуратно выбрать «старую нефть», не пытаясь занизить запасы в целях получения новых льгот. Другая проблема: почему не растет мировая торговля СПГ в последние годы? Непосредственная причина проста: после переключения на АТР и ЕС того природного газа, который в условиях кризиса и роста добычи сланцевого газа не был востребован в США, строительство терминалов замедлилось. Это дорогие проекты, а медленное оживление не способствует снятию финансовых и коммерческих рисков. СПГ еще придет из различных стран. Но общий вывод – все новации будут на несколько лет позже оптимистических вариантов!

*Главный советник руководителя Аналитического центра
проф. Леонид ГРИГОРЬЕВ*

Российская статистика

Таблица 1

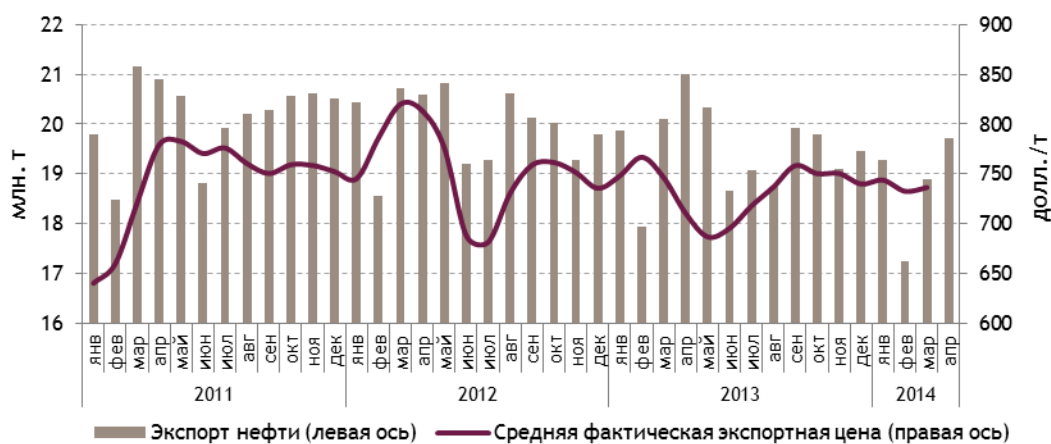
Ключевая энергетическая статистика по России

Показатель	Ед. измер.	Нояб. 2013	Дек. 2013	Янв. 2014	Фев. 2014	Март 2014	Апр. 2014	Месяч. изм., %	Годов. изм., %
Нефть									
Добыча	млн. т	43,4	45,0	44,9	40,4	44,7	43,1	-3,4	0,7
Экспорт	млн. т	19,1	19,5	19,3	17,3	18,9	19,7	4,4	-6,1
Переработка	млн. т	23,0	24,0	23,2	22,2	24,3	22,3	-8,2	8,4
Природный газ									
Добыча	млрд. куб. м	57,8	64,6	65,6	57,8	56,8	52,0	-8,4	-6,9
Экспорт	млрд. куб. м	17,9	22,9	21,6	17,5	17,6	16,4	-6,7	17,4
Потребление	млрд. куб. м	42,5	50,2	54,7	48,1	44,8	36,4	-18,7	-3,7
Уголь									
Добыча	млн. т	31,2	33,2	28,5	28,1	28,8	26,8	-6,9	-9,4
Экспорт	млн. т	11,8	12,4	12,3	11,4	12,1	12,6	3,5	12,9
Электроэнергия (ЭЭ) и тепло									
Выработка ЭЭ	млрд. кВт·ч	91,4	101,6	101,4	93,5	93,8	84,7	-9,7	-1,3
Произ-во тепла	млн. Гкал	49,4	64,7	73,6	64,2	54,3	45,9	-15,5	5,5

Источник – Минэнерго России

График 1

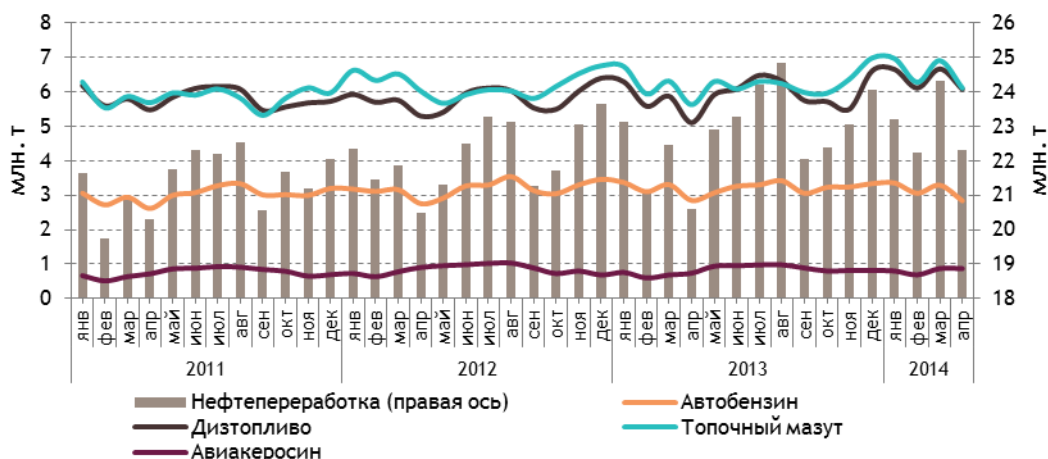
Экспорт нефти из России



Источник – Минэнерго России, Росстат

График 2

Производство нефтепродуктов в России

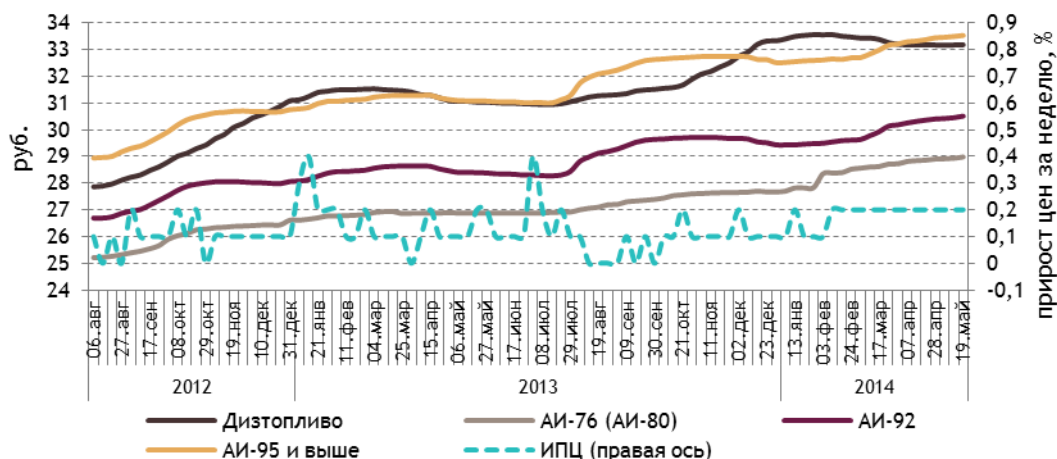


Источник — Минэнерго России

В апреле 2014 года добыча нефти в России составила 43,1 млн. т (+0,7% к аналогичному периоду 2013 года), а экспорт — 19,7 млн. т (-6,1%). Производство нефтепродуктов выросло на 8,4% и составило 22,3 млн. т. Существенный рост показали дизтопливо (+19%), авиакеросин (+17,8%), мазут (+8,5%). Розничные цены на нефтепродукты в России за 21 апреля — 19 мая незначительно выросли на АИ-92 (+15 коп.) и АИ-95 и выше (+16 коп.) и не изменились на ДТ. В апреле отмечены рост экспорта природного газа и снижение его добычи и внутреннего потребления.

График 3

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



Источник — Росстат

Таблица 2

Цены на нефтепродукты на 19 мая 2014 г. (руб./л) и их изменение за 28 дней

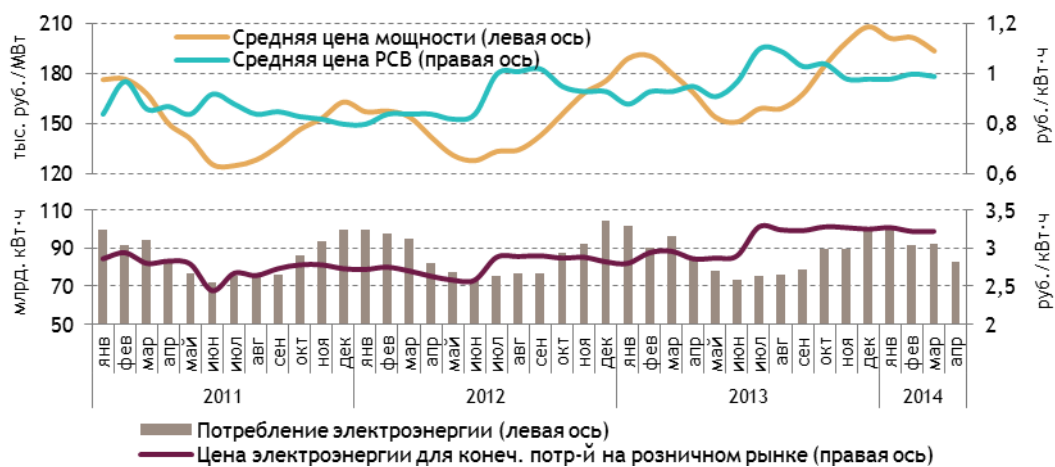
Регион/Нефтепродукт	АИ-80		АИ-92		АИ-95		ДТ	
	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.
Российская Федерация	28,98	0,12	30,51	0,15	33,53	0,16	33,18	0,01
Москва	нд	нд	31,02	0,24	34,09	0,15	33,67	0,05
Московская область	28,38	0,29	30,26	0,55	33,29	0,53	32,78	0,20
Санкт-Петербург	30,60	0,00	30,67	0,02	33,92	0,19	33,44	-0,09
Ленинградская область	29,92	0,22	29,85	0,08	32,85	0,06	32,83	0,02
Новосибирск	25,90	0,27	29,57	0,00	31,82	0,00	33,04	0,00
Екатеринбург	нд	нд	30,34	0,00	33,22	0,14	33,10	0,00
Казань	27,70	0,00	29,91	-0,10	32,85	-0,11	31,29	-0,06
Владивосток	нд	нд	34,16	-0,01	36,30	0,00	36,40	0,00

Источник — Росстат

Продолжается снижение показателей по электроэнергии. По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», в *апреле* 2014 года производство и потребление электроэнергии в России по сравнению с аналогичным периодом 2013 года уменьшилось на 1,8% и 1,5% соответственно. В *январе — апреле* 2014 года выработка электроэнергии снизилась на 2,0% по сравнению с 2013 годом, а потребление уменьшилось на 1,5%.

График 4

Потребление и цена электроэнергии в России



Источник — НП «Совет рынка»

Мировая статистика

Таблица 3

Цены на энергоносители

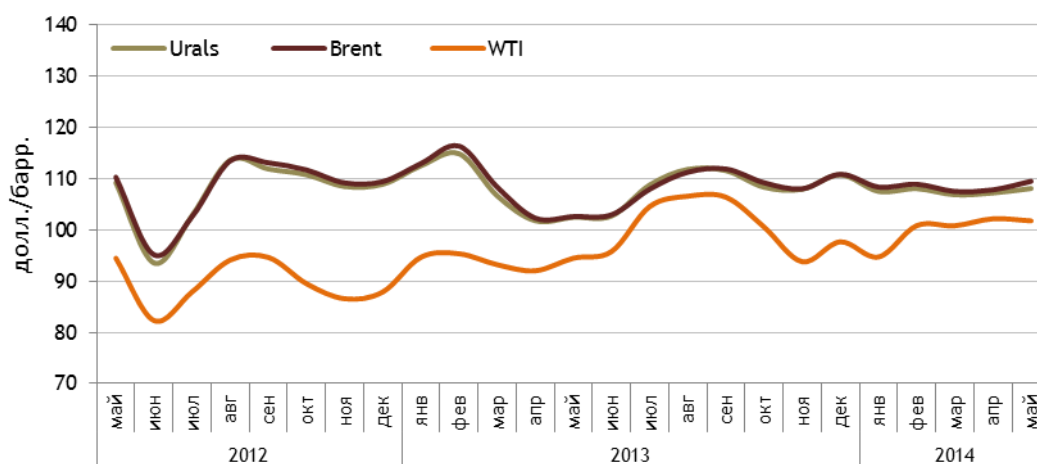
Показатель	Ед. измер.	02 мая	09 мая	16 мая	23 мая	Месяч. изм., %	Годов. изм., %
Нефть Urals	долл./барр.	108,7	107,0	109,8	108,4	0,7	8,1
Нефть Brent	долл./барр.	109,6	108,4	111,3	110,4	1,7	9,9
Нефть WTI	долл./барр.	100,1	100,3	102,3	105,0	3,5	11,6
Бензин (цена ARA FOB)	долл./т	1008,5	987,5	1004,0	1020,0	-1,7	5,8
Дизель (цена ARA FOB)	долл./т	908,5	905,5	918,3	911,8	-0,4	7,3
Газ (цена на TTF Hub)	долл./тыс. м ³	294,0	293,2	293,6	293,4	-6,0	-25,0
Уголь (API 2 CIF ARA)	долл./т	75,0	75,3	75,3	75,0	-2,4	-8,6
Электроэнергия (EEX)	евро/МВт·ч	29,3	28,5	32,4	39,9	8,1	-12,6

Источник – Thomson Reuters Datastream, Intercontinental Exchange

На рубеже апреля и мая цены на нефть марок Brent и WTI изменялись разнонаправленно. Высокие запасы нефти в США сдерживали цены WTI, к тому же индикаторы промышленности Китая оказались ниже ожиданий. При этом напряженная ситуация на юго-востоке Украины, где продолжаются боевые действия, обеспечила рост цен на нефть в Европе. Но к середине мая нефть WTI отчасти отыграла потери.

График 5

Цены на нефть Urals, WTI и Brent

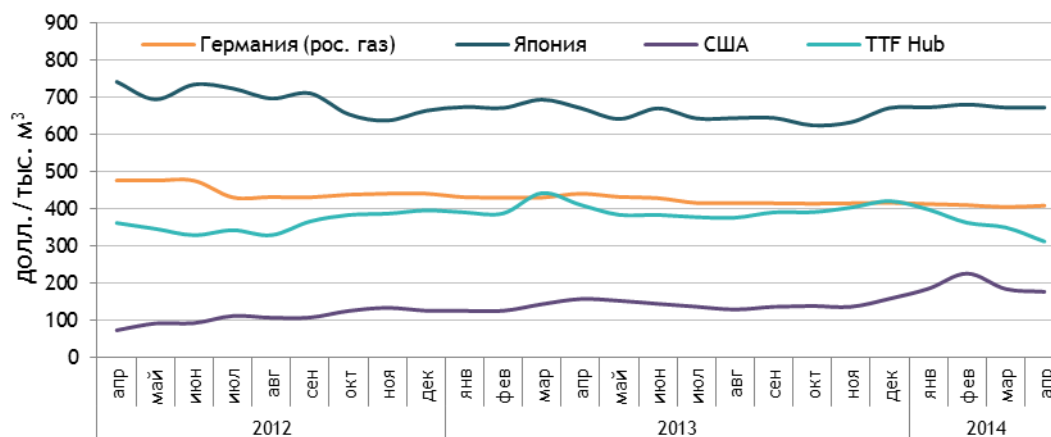


Примечание – цены за май 2014 года рассчитаны как средние за период 1–26 мая

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)

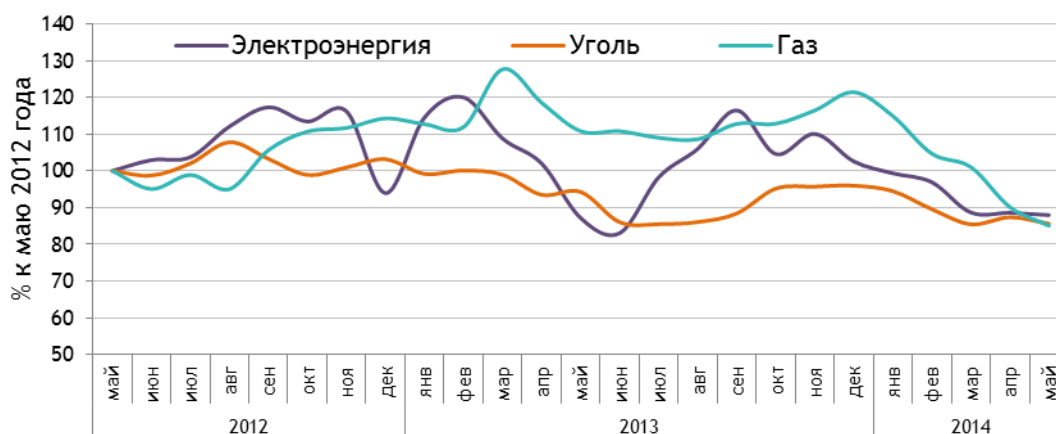


Источник — МВФ, Intercontinental Exchange

Если цены на газ в Японии и США остаются относительно стабильными, то европейские спотовые цены продолжают заметное падение, опустившись в мае ниже отметки 300 долл./тыс. куб. м. Скопившиеся запасы в газохранилищах и разрабатываемый Еврокомиссией комплекс мер на случай срыва поставок российского газа внушают европейским трейдерам уверенность.

График 7

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

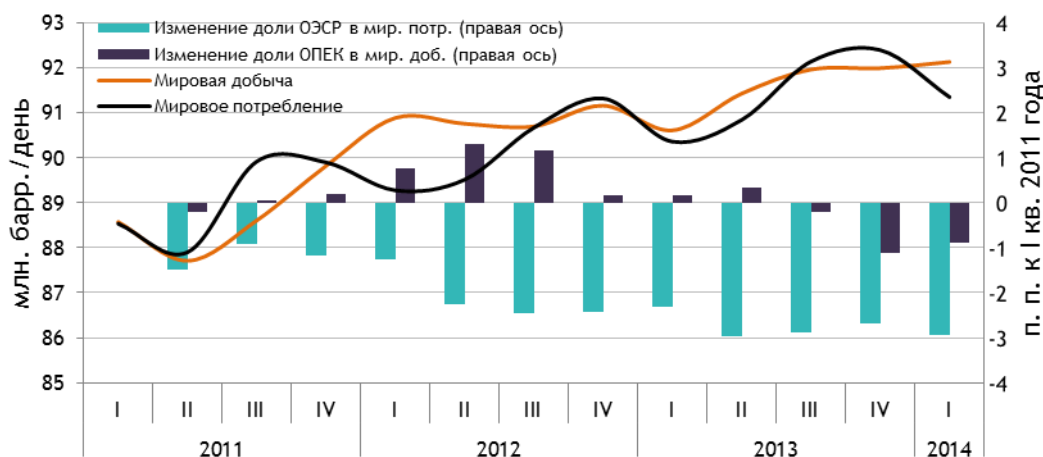


Примечание — цены за май 2014 года рассчитаны как средние за период 1–23 мая

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 майском отчете МЭА немного повысило прогноз прироста мирового спроса на нефть в 2014 году, до 1,32 млн. барр. в день. Пересмотр потребления нефти в 2014 году связывается с ожиданием роста спроса на нефть со стороны Индии, Китая и Саудовской Аравии.

Таблица 4

Производство (добыча) и потребление нефти, млн. барр./день

	2013			2014		II кв. 2014 / II кв. 2013, %
	II	III	IV	I	II (прогноз)	
Добыча нефти						
ОПЕК	37,2	37,0	36,1	36,4	-	-
Сауд. Аравия	11,2	11,8	11,4	11,4	-	-
США	10,1	10,5	10,8	11,0	11,4	13,0
Россия	10,8	10,9	11,0	11,0	10,9	0,9
Мир	91,4	92,0	92,0	92,1	-	-
Потребление нефти						
Китай	10,0	10,1	10,2	10,1	10,4	4,0
Европа (ОЭСР)	13,8	14,0	13,6	13,1	13,6	-1,6
США	19,0	19,4	19,6	19,1	19,1	0,8
Мир	90,8	92,1	92,4	91,3	92,1	1,4

Источник – МЭА

По теме выпуска: В России

Климатическая политика России: план действий

В апреле премьер-министр Российской Федерации Дмитрий Медведев утвердил¹ План мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов (далее – ВПГ) до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году (далее – План). Проект Плана был подготовлен Минэкономразвития России во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 30 сентября 2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов». В результате разработки и утверждения данного документа в России появилось достаточно четкое понимание кратко- и среднесрочных действий со стороны государства и бизнеса, а также порядка их взаимодействия в области борьбы с изменением климата.

Разработка Плана действий: предыстория

За последние несколько лет в России медленно, но верно шло развитие политики по борьбе с изменением климата. Так, были разработаны и приняты Климатическая доктрина до 2020 года (в декабре 2009 г.) и план по ее реализации (в мае 2011 г.). Тем не менее, это достаточно общие документы, которые не затрагивали бизнес как таковой, а сокращение ВПГ — это в первую очередь частные инвестиции. Кроме того, в стране еще не было утвержденного целевого показателя по сокращению объема ВПГ, который появился только в сентябре 2013 г. после подписания соответствующего Указа Президента (сокращение до уровня не более 75% объема ВПГ в 1990 году). Указом Президента было также поручено разработать и утвердить план мероприятий по обеспечению сокращения установленного объема ВПГ.

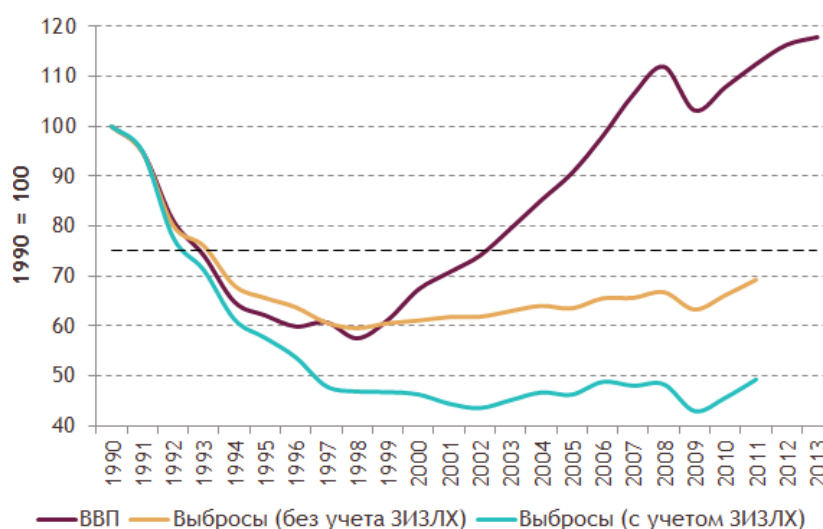
Проект Плана был подготовлен Минэкономразвития России при тесном взаимодействии с представителями бизнеса, прежде всего «Деловой Россией» и РСПП. Успех формата взаимодействия бизнеса и власти, который был продемонстрирован на этапе подготовки Плана, обуславливает необходимость экстраполяции данного формата на процесс реализации Плана, поскольку это позволит обеспечить разработку предсказуемых, понятных и «популярных» для бизнеса нормативных документов.

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2014 г. № 504-р.

Перед рассмотрением Плана отметим, что в Указе Президента № 752 и в распоряжении Правительства № 504-р говорится о сокращении ВПГ, однако фактически мы имеем дело с непревышением уровня в 75% от 1990 года. Документы также не содержат пояснений по методологии учета ВПГ: учитывается ли землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство. Однако учет данного сектора при расчете объема ВПГ дает достаточно низкий уровень. Это свидетельствует о том, что по умолчанию была принята оценка, которая не включает данный сектор (График 9).

График 9

Динамика ВВП и объема ВПГ в CO₂-экв. в России, 1990-2013 годы



Примечание – черная пунктирная линия обозначает уровень ограничения ВПГ в 2020 году в соответствии с Указом Президента; ЗИЗЛХ = Землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство

Источник – Аналитический центр по данным ООН

План действий: основные элементы

Формирование системы учета объема ВПГ

Устанавливая определенный уровень ограничения выбросов, необходимо понимать текущую ситуацию. Без решения проблемы учета ВПГ — создания действующей системы учета ВПГ — руководящие органы не смогут принимать решения о введении регулирующих мер, необходимых для обеспечения выполнения поставленной задачи. Детализированных данных по ВПГ в различных секторах экономики и на предприятиях России в настоящее время нет: данные, предоставляемые Росгидрометом, формируются на основе оценок. В результате вся первая часть Плана посвящена формированию системы учета ВПГ.

Первым шагом в данном направлении выступит разработка Концепции формирования системы мониторинга, отчетности и верификации ВПГ, за которую отвечает Минэкономразвития России. Концепция позволит определить список регулируемых парниковых газов, рамочную систему регулирования формирования учета ВПГ, сектора экономики, масштаб предприятий, сроки внедрения системы, формы проверки, систему регулирования в отношении организаций, проводящих проверку, и др. Концепция должна быть утверждена Правительством в октябре 2014 г. Далее последует разработка конкретных нормативных правовых актов, обеспечивающих подготовку и предоставление организациями сведений (отчетов) об объеме ВПГ, а также проверку и регистрацию предоставленных сведений.

Основные положения формирования отчетности (значительная детализация не предусматривается) и порядок действий предприятий будут содержаться в методических указаниях и руководствах по количественному определению объема выбросов ВПГ, разработкой которых будет заниматься Минприроды России. Методика должна быть готова к июню 2015 года. Определенная роль в инвентаризации ВПГ предусмотрена и для регионов. Соответствующие методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема ВПГ в регионах будут подготовлены Минприроды России к марту 2015 года.

Вся информация по отчетности будет направляться в Минприроды России. На основе данной информации будут формироваться доклады для Правительства Российской Федерации. Первый такой доклад ожидается в 2016 году с данными за 2015 год.

Оценка и прогноз объема ВПГ, включая оценку потенциала сокращения объема выбросов по секторам экономики

От результатов работы, предусмотренной в рамках второго раздела, во многом будут зависеть возможные обязательства России на период после 2020 года (сценарный прогноз объема ВПГ на период до 2020 года и на перспективу до 2030 года), а также выбор инструментария для обеспечения дополнительного объема сокращения ВПГ (подготовка методических рекомендаций, на основе которых будут разработаны показатели сокращения ВПГ по секторам экономики). Методические указания должны быть разработаны Минэкономразвития России к ноябрю 2014 года. Сами же показатели, как предполагается, будут разработаны отраслевыми ФОИВ к октябрю 2015 года. Как ожидается, это будут индикативные показатели, позволяющие оценить необходимость вложения ресурсов или объемов государственной поддержки в различных секторах экономики с целью обеспечения максимального сокращения объема ВПГ наиболее экономически эффективными мерами (в первую очередь имеются в виду уже действующие в России механизмы государственной поддержки).

Меры государственного регулирования объема ВПГ

В рамках реализации третьей части Плана в первую очередь планируется оценить эффективность действующих в России мер. В настоящее время в России действует целый комплекс мер, связанный с реализацией закона об энергосбережении и повышении энергетической эффективности (№ 261-ФЗ), стимулированием проектной деятельности по утилизации попутного нефтяного газа и др. Оценка необходима для понимания масштаба «бедствия» с точки зрения необходимости принятия дополнительных решений, подготовки нормативных правовых актов, связанных с регулированием ВПГ, и (или) корректировки существующих мер. Соответствующий доклад в Правительство России должен быть направлен к октябрю 2014 года. К этому же сроку должны быть подготовлены предложения по стимулированию реализации пилотных проектов по сокращению ВПГ в субъектах Российской Федерации.

Как ожидается, основу поддержки составят *государственные субсидии* регионам² и предприятиям, отвечающим определенным требованиям³, в том числе связанным с реализацией конкретных проектов. Кроме того, предусмотрена возможность внесения изменений в действующие *госпрограммы*. Еще одним инструментом, который может быть использован в качестве дополнительного, выступает возможное включение углекислого газа в перечень загрязняющих веществ, что позволит применять к нему *меры экологического стимулирования*, в частности механизмы поддержки компаний, использующих наилучшие доступные технологии.

Разработку нормативного правового и методического обеспечения для подготовки, утверждения, мониторинга и верификации проектов по сокращению ВПГ, требующих предоставления государственных субсидий, планируется завершить к ноябрю 2014 года. Результатом данной работы станет постановление Правительства, аналогичное тому, которое регулировало вопросы реализации проектов совместного осуществления. Требования к соответствующим проектам, тем не менее, будут немного отличаться. Минэкономразвития России планирует запустить механизм государственной поддержки таких проектов уже в 2015 году, что потребует ускорения процесса — в этом случае разработка соответствующего нормативного правового и методического обеспечения должна быть завершена уже летом.

² Предпочтение с большой долей вероятности будет отдаваться регионам, внедрившим систему инвентаризации парниковых газов. Кроме того, рассматривается возможность составления рейтингов регионов с точки зрения ВПГ с целью их использования в качестве дополнительных стимулов для осуществления экологической деятельности на региональном уровне. Тем не менее существуют определенные вопросы в отношении индикаторов, на основании которых будет оцениваться деятельность регионов.

³ Существует большая доля вероятности, что такие требования будут аналогичны тем, которые предъявлялись к компаниям и проектам на этапе реализации проектов совместного осуществления.

Массовое развитие национальных систем торговли выбросами (далее — СТВ) в ключевых экономиках мира (Китай, Бразилия, Мексика, ЮАР, США, Канада, Южная Корея и др.), а также в странах — партнерах России по Таможенному союзу (в 2013 году функционирование СТВ началось в Казахстане) диктует необходимость определенной гармонизации подходов к регулированию ВПГ и налаживанию связей и сотрудничества с локальными и региональными СТВ. В противном случае могут возникнуть сложности в отношениях с международными торговыми партнерами: существуют определенные риски принятия защитных и (или) дискриминационных мер на международных рынках в отношении производителей, которые не несут издержки, связанные с углеродным регулированием. Разработка соответствующих предложений должна быть завершена до сентября 2015 года.

Действующие и новые механизмы государственной поддержки проектной деятельности могут быть достаточными для выполнения количественных обязательств сокращения ВПГ, установленных Указом Президента, однако определенные риски сохраняются. Серьезным подспорьем в этом смысле может стать деятельность по повышению энергоэффективности, поскольку сокращение объемов используемого и (или) сжигаемого топлива ведет к сокращению объемов ВПГ. Тем не менее, долгосрочные планы Правительства России по снижению энергоемкости экономики оказались невыполнимыми. Так, по оценкам Минэнерго России, энергоемкость ВВП к 2020 году может быть снижена лишь на 22%, а не на 40%, по отношению к 2007 году. Реализация утвержденной в апреле Госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики» предусматривает снижение энергоемкости ВВП к 2020 году на 13,5% (в совокупности с другими мерами и структурными изменениями в экономике она должна была дать общее сокращение в 40%) по отношению к уровню 2007 года. Кроме того, вероятно, что помимо количественного ограничения по ВПГ до 2020 года в России будут приняты обязательства на период после 2020 года, которые с большой долей вероятности потребуют применения дополнительных форм углеродного регулирования (СТВ, углеродного налога и др.).

Получение окончательных выводов по необходимости введения дополнительных форм углеродного регулирования в России ожидается к декабрю 2015 г. в рамках разработки и проведения сравнительной оценки сценариев регулирования объема ВПГ на период до 2020 года и на перспективу до 2030 года с учетом показателей сокращения объема ВПГ в различных секторах экономики. Впоследствии, к сентябрю 2016 г., Минэкономразвития России будет подготовлена концепция плана действий по сокращению ВПГ на период до 2020 года и на перспективу до 2030 года, содержащего конкретные инструменты углеродного регулирования.

По теме выпуска: В мире

Контуры новой климатической политики ЕС

Обсуждение новой рамочной концепции Европейского союза по климату и энергетике – Климатического и энергетического пакета ЕС-2030 – проходит в обстановке напряженности и неопределенности: на первый план в связи с дестабилизацией Украины вновь выходит энергетическая безопасность как надежность поставок энергоресурсов; возможности достижения мирового соглашения по климату в 2015 году под сомнением; европейская система торговли квотами на выбросы переживает кризис; широкомасштабное субсидирование «зеленой» энергетики ставит под угрозу конкурентоспособность промышленности ЕС; создание единого энергетического рынка затягивается, а низкие цены на уголь, несмотря на экологические риски, делают его все более востребованным. И все же ЕС стремится к новым целям на среднесрочную перспективу. Близок ли он к достижению текущих целей, что планируется на 2030 год?

Европейский союз известен своими амбициозными целями в области энергетики и климата на 2020 год, направленными на переход к низкоуглеродной энергетике, ориентированной на местные источники энергии и низкие выбросы парниковых газов (ВПП):

- сокращение ВПП на 20% по сравнению с уровнем 1990 года;
- доведение доли ВИЭ в валовом конечном потреблении энергии⁴ до 20%;
- снижение энергопотребления на 20% по сравнению с инерционным сценарием⁵ за счет мер по энергосбережению.

Эти цели были согласованы европейскими лидерами в марте 2007 года, а затем, в 2009 году, юридически оформлены в Климатический и энергетический пакет ЕС-2020, включающий следующие направления: реформирование Европейской системы торговли квотами на выбросы (ЕСТВ) (Директива об усовершенствовании и расширении ЕСТВ 2009/29/ЕС); установление целей по сокращению выбросов для

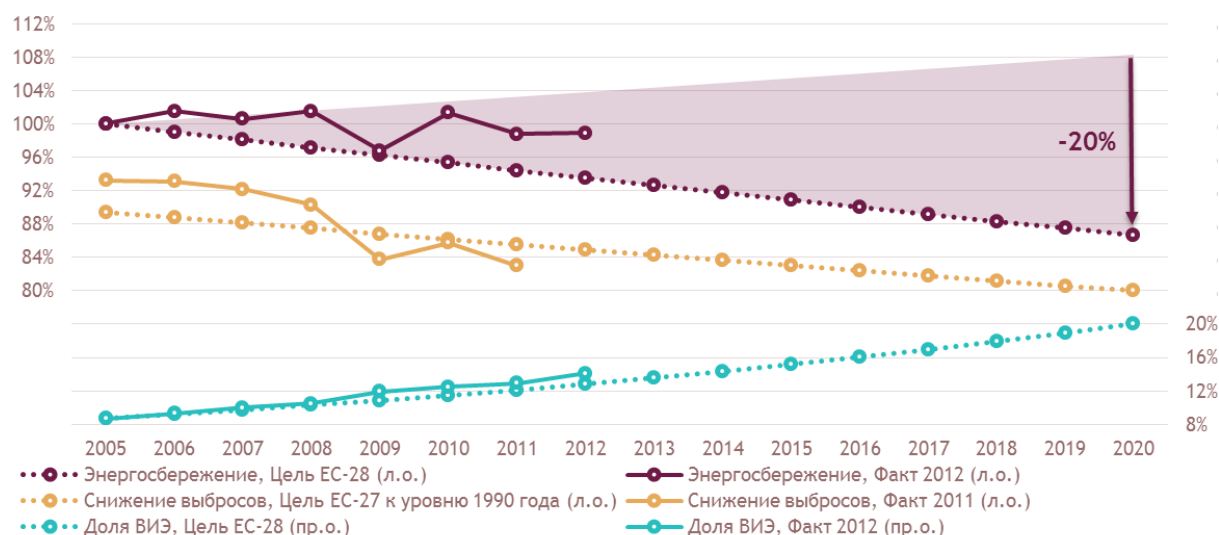
⁴ Валовое конечное энергопотребление включает потребление промышленности, транспорта, населения, сферы услуг, сельского и лесного хозяйства, собственное использование тепловой энергии и электроэнергии энергетикой, а также потери в сетях.

⁵ Инерционный сценарий рассчитан по модели PRIMES в 2007 году.

секторов, не охваченных ЕСТВ (решение о разделении усилий № 406/2009/ЕС); принятие национальных обязательств по расширению доли ВИЭ в энергопотреблении (Директива по ВИЭ 2009/28/ЕС); продвижение технологий по улавливанию и хранению углекислого газа (Директива по улавливанию и хранению углерода 2009/31/ЕС). Пакет-2020 напрямую не затрагивал вопросы энергоэффективности, которые вошли в Директиву по энергоэффективности (2012/27/ЕС), вступившую в силу только в конце 2012 года. В отличие от целей по выбросам и ВИЭ, цель по энергоэффективности не является юридически обязательной и, согласно текущим тенденциям, она наименее достижима (График 10).

График 10

Прогресс ЕС на пути достижения целей «20-20-20»



Примечание — 1 июля 2013 г. в состав ЕС вошла Хорватия. Цели по энергоэффективности и по ВИЭ были пересмотрены, а цель по выбросам пока сохранена для ЕС-27

Источник — Eurostat

Европейская комиссия (ЕК) ожидает к 2020 году сокращение ВПГ на 24%, роста доли ВИЭ до 21% и снижения энергопотребления на 17%⁶. Показательна ситуация с Национальными планами действия по энергоэффективности, которые страны ЕС должны были представить к концу апреля. Из 27 представленных планов только три (Дании, Ирландии и Хорватии) содержат меры, достаточные для достижения национальных целей; планы 12 стран (включая Германию, Швецию и Финляндию)

⁶ Из презентации Председателя ЕК Жозе-Мануэля Баррозу Европейскому совету 20–21 марта. Данные подлежат дальнейшему уточнению.

оказались столь низкого качества, что это может повлечь для них судебные разбирательства и штрафы.

Пересмотр целей и их продление до 2030 года обсуждаются не первый месяц. В частности, уже Пакет-2020 предусматривал возможность увеличения цели по ВПГ до 30% при благоприятных внешних условиях (которые состояли в принятии на себя обязательств другими странами мира). В марте 2013 года ЕК опубликовала Зеленую книгу⁷, которая обозначила основные направления обсуждения нового энергетического и климатического пакета ЕС. Его необходимость обусловлена следующими причинами:

1. Инвестиции в энергетическом секторе, как правило, имеют длительные сроки окупаемости (текущие охватывают период до 2030-х годов включительно), поэтому важно предоставить инвесторам четкое видение будущей энергетической политики для сокращения неопределенности и регуляторных рисков.
2. Прояснение целей на период до 2030 года направлено на поддержку конкурентоспособности экономики ЕС и энергетической безопасности — путем создания спроса на эффективные низкоуглеродные технологии и стимулирования исследований и разработок в данной области.
3. В преддверии переговоров по новому мировому климатическому соглашению ЕС надо выработать внутреннюю согласованную позицию по снижению выбросов CO₂.

Пакет-2030 также призван отразить ряд важных изменений, произошедших со времени принятия Пакета-2020, включая: адаптацию к последствиям экономического кризиса; бюджетные проблемы отдельных стран ЕС и соответствующие сложности с финансированием долгосрочных энергетических проектов; последние тренды в развитии мирового и европейского энергетического рынка в отношении ВИЭ, атомной энергетики и неконвенциональных углеводородов; озабоченность домашних хозяйств и промышленности растущими ценами на энергию; различные уровни обязательств и возможностей стран мира по сокращению ВПГ.

Общественные обсуждения Зеленой книги выявили согласие различных заинтересованных сторон в принятии новой цели по сокращению ВПГ. Здесь можно вспомнить, что ЕС имеет долгосрочные цели по снижению ВПГ — на 80% от уровня 1990 года согласно «Дорожной карте на пути к конкурентной низкоуглеродной экономике в 2050 году» (в том числе на 40% к 2030 году) и на 80–95% согласно «Дорожной карте европейской энергетики до 2050 года». Наличие долгосрочных ориентиров способствует достижению консенсуса в среднесрочной перспективе. Так, и

⁷ Зеленая книга представляет собой документ ЕК для стимулирования дискуссий по определенной теме на общеевропейском уровне.

ЕК, и Европейский парламент (ЕП) ориентируются именно на 40-процентное сокращение ВПГ к 2030 году⁸. Центральным элементом европейской политики по снижению выбросов остается ЕСТВ: сектора, охваченные системой (энергетика и энергоемкие производства), должны будут сократить ВПГ на 43% от уровня 2005 года, а сектора за ее пределами — на 30%, путем пропорционального распределения усилий между странами ЕС. В этой связи ЕС предпринимает меры по нормализации функционирования ЕСТВ, поскольку накопившийся в ней избыток разрешений на выбросы снизил цены на них настолько, что они более не обеспечивают необходимые стимулы для участников рынка. В качестве временной меры ЕС в феврале решил отложить аукционы 900 млн. разрешений до 2019–2020 годов (Поправка к регулированию проведения аукционов в рамках ЕСТВ). Долгосрочное решение требует структурных изменений системы: предложение ЕК, сформулированное в январе, состоит в организации стабилизационного резерва в целях автоматической корректировки предложения разрешений на выбросы в ответ на внешние шоки с 2021 года. Оно подлежит утверждению Советом ЕС и ЕП.

Общее видение целей по ВИЭ и особенно по энергоэффективности в ЕС отсутствует. ЕК предлагает установить цель по ВИЭ для стран ЕС на уровне не менее 27% к 2030 году, ЕП советует — на уровне 30%. Планируется, что цель-2030 по ВИЭ будет установлена только на уровне ЕС, но не для отдельных стран, что даст членам ЕС больше пространства для учета национальных предпочтений и обстоятельств. И это больше соответствует европейской позиции в отношении свободы стран определять структуру своего энергопотребления. Помимо общих целей по выбросам и ВИЭ в энергопотреблении у ЕС есть специальные цели для транспортного сектора на 2020 год: сократить ВПГ на 6% по сравнению с уровнем 2010 года (Директива по качеству топлива 2009/30/ЕС) и довести долю ВИЭ до 10% (Директива по ВИЭ 2009/28/ЕС). Примечательно, что ЕК не считает целесообразным устанавливать новые цели на 2030 год по увеличению доли ВИЭ на транспорте или по ограничению углеродоемкости топлив, используемых в транспортном секторе. Мер, предусмотренных Белой книгой⁹ по транспорту от 2011 года и нацеленных на снижение зависимости от импорта нефти и сокращение ВПГ в транспортном секторе на 60% к 2050 году, должно быть достаточно. Данное решение может быть обусловлено, во-первых, скомпрометировавшей себя политикой поддержки ЕС биотоплив первого поколения, и, во-вторых, активной позицией канадского нефтяного лобби: согласно предварительным документам, ЕС

⁸ Подробнее см. [Энергетический бюллетень № 9, январь 2014](#) и [Энергетический бюллетень № 10, февраль 2014](#) на сайте Аналитического центра.

⁹ Белая книга — это документ ЕК, содержащий конкретные предложения действий в заявленных областях.

собирается «приписать» канадской битуминозной нефти более высокие значения углеродоемкости, чем традиционной нефти. Следует учитывать, что это напрямую отразится на инвестициях в ВИЭ на транспорте. Сложностей в отношении финансирования ВИЭ могут добавить и новые правила оказания государственной помощи в ЕС, опубликованные в апреле. Они предусматривают постепенную замену субсидирования ВИЭ рыночными механизмами.

В отличие от рекомендаций ЕП закрепить цель-2030 по энергоэффективности на уровне 40% (к инерционному сценарию), планы ЕК не содержат ни обязательной, ни добровольной цели по энергоэффективности: предполагается, что ее роль будет определена после анализа исполнения Директивы по энергоэффективности, который намечен на конец 2014 года и который, учитывая вышесказанное, может вызвать вопросы к некоторым членам ЕС.

Пакет-2030 предлагает новые механизмы контроля — национальные планы для конкурентной, надежной и устойчивой энергетики. Эти планы будут раскрывать подходы стран к достижению национальных целей по сокращению ВПП в секторах за пределами ЕСТВ, по ВИЭ, по энергоэффективности, по энергобезопасности и по инновациям, а также решения по другим важным направлениям, таким как атомная энергия, сланцевый газ и системы улавливания и хранения CO₂. Такие планы должны упростить процесс предоставления отчетности, обеспечить большую согласованность между подходами отдельных стран ЕС и способствовать дальнейшей интеграции европейских энергетических рынков и росту конкурентоспособности. ЕК также рассматривает введение набора ключевых индикаторов для оценки реализации Пакета-2030, среди которых: различия в ценах на энергию между ЕС и его основными торговыми партнерами; степень диверсификации импорта энергии и доля внутренних источников в энергопотреблении; развитие интеллектуальных сетей и объединение энергосистем; уровень конкуренции и рыночной концентрации энергетических рынков; внедрение технологических инноваций.

Таким образом, энтузиазм Пакета-2020 по линии защиты климата сменяется прагматизмом Пакета-2030 по линии поддержания конкурентоспособности европейской экономики. При этом украинский кризис выводит на первый план соображения энергобезопасности и сокращения зависимости от импорта энергоресурсов, в первую очередь из России, что может повлиять на окончательное решение ЕС по энергетической и климатической политике до 2030 года, которое должно быть принято не позднее октября 2014 года.

Обсуждение: В России

Стимулирование добычи «трудной» нефти

В стратегических документах развития нефтяной отрасли и других документах, определяющих будущее ТЭК России, обозначены цели по стабилизации добычи нефти в стране в долгосрочной перспективе. Однако в настоящее время стало ясно, что достижение данных целей будет невозможно без широкого вовлечения в оборот «трудной»¹⁰ нефти. Ее разработка обходится значительно дороже и требует поддержки со стороны государства, которая может быть реализована, в первую очередь, за счет уменьшения налогового и таможенно-тарифного бремени. В последнее время сделаны значительные шаги на пути развития данного направления, в том числе посредством изменений в законодательстве. Рассмотрим примеры и возможности стимулирования добычи «трудной» нефти в России.

В течение последних 5 лет добыча нефти в России стабильно росла на 1–2% в год, хотя ранее прогнозировалось небольшое снижение показателя. Положительная динамика была обеспечена во многом за счет роста добычи в относительно новых нефтяных регионах — Восточной Сибири и Дальнем Востоке (особенно большую роль сыграли разработка и резкий рост добычи нефти на Ванкорском месторождении в Красноярском крае) и за счет более низких темпов (по сравнению с прогнозами) снижения добычи в традиционных районах (Урало-Поволжье и Западная Сибирь). Однако в перспективе в силу высокой выработанности запасов прогнозируется существенный спад производства традиционной нефти в Западной Сибири, особенно в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО), который обеспечивает около половины текущей добычи сырья в стране. Компенсировать данное снижение планируется за счет трех главных направлений развития: 1) роста добычи нефти в новых (отдаленных) регионах, главным образом на севере и востоке страны; 2) начала добычи нефти на шельфе, в том числе в Арктике; 3) разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в традиционных регионах добычи, в том числе в

¹⁰ В данном тексте в качестве «трудной» нефти рассматривается нефть в новых нефтяных регионах страны (Восточная Сибирь, Дальний Восток, район п-ова Ямал), трудноизвлекаемая нефть (большая часть в Западной Сибири) и нефть на континентальном шельфе (арктический шельф, шельф внутренних морей, Тихого океана и Каспийского моря).

ХМАО и Урало-Поволжье. Первое направление уже получило большое развитие, а второе и третье еще находятся на стадии намерений или включают несколько небольших реализуемых проектов¹¹.

Освоение шельфа, разработка трудноизвлекаемых запасов и нефти в отдаленных регионах сопряжены с необходимостью применения новейших технологий при разведке и разработке месторождений, что влечет ощутимый рост издержек по сравнению с традиционными участками. Кроме того, возникает необходимость в налаживании производственной, транспортной и социальной инфраструктуры в отдаленных районах страны, что также требует масштабных затрат. В связи с этим государству необходимо вводить стимулирующие меры для компаний в целях компенсации роста издержек и обеспечения экономической эффективности проектов по добыче «трудной» нефти. К данным мерам касательно стимулирования добычи нефти относятся:

- предоставление льготного налогового режима, в том числе по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- предоставление льготного режима по экспорту нефтяного сырья, в том числе снижение вывозных таможенных пошлин на нефть.

Также важной мерой поддержки нефтепроизводителей является обеспечение неизменности установленных правил в долгосрочной перспективе, что снижает риски компаний, реализующих проекты по добыче.

Значение НДПИ и вывозных таможенных пошлин на нефть в экономике

В России добыча и экспорт сырой нефти являются важными статьями доходов бюджета. В 2006–2012 годы суммарные объемы НДПИ и экспортных пошлин на нефть составляли от 5,5 до 8,5% ВВП (График 11). В 2012 году сборы по НДПИ на нефть составили около 3,4% ВВП, что эквивалентно 2,1 трлн. руб., а сборы пошлин от экспорта сырой нефти — 4,2% ВВП, или 2,6 трлн. руб. На эти две позиции пришлось 4,7 трлн. руб. сборов, или около 40% доходов федерального бюджета в 2012 году.

Расчет НДПИ на нефть осуществляется по формуле, обозначенной в Налоговом кодексе. В основе формулы — базовая ставка НДПИ, значение которой устанавливается ежемесячно Правительством Российской Федерации. За последние 10 лет значение ставки менялось 5 раз, и с 1 января 2014 г. она составляет 493 руб./т. Для расчета суммы НДПИ данная ставка умножается на объем добытой нефти и корректируется рядом коэффициентов, в том числе характеризующих динамику

¹¹ В число реализуемых проектов на шельфе входит разработка нефтегазовых месторождений на шельфе о. Сахалин, в Каспийском и Печорском морях.

мировых цен на нефть, степень выработанности участка, величину запасов участка, степень сложности добычи и степень выработанности конкретной залежи. Введение коэффициентов в формулу расчета размера НДС нацелено на льготирование добычи нефти на месторождениях разного типа: старых, небольших по запасам, сложных с точки зрения освоения и т. д.

График 11

Значение НДС и таможенных пошлин с экспорта нефти в ВВП России, 2006-2012



Источник — Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов

Анализ динамики ставки НДС на нефть в России за последние 11 лет показывает ее сильную зависимость от мировых цен. При этом изменение базовой ставки НДС, устанавливаемой государством, не сильно сказывается на уровне сборов по НДС на нефть (График 12). Отмечается резкое снижение налоговой ставки в конце 2008 — начале 2009 года, совпавшее со снижением цен на нефть, в том числе марки «Юралс».

Меры государственного стимулирования добычи «трудной» нефти

Еще в конце 2000-х годов Правительство Российской Федерации занялось вопросами стимулирования добычи нефти в отдаленных районах Севера с неразвитой инфраструктурой. Так, в 2008 году было принято постановление об обнулении ставки НДС на нефть в Ненецком АО и Ямало-Ненецком АО (ЯНАО) до периода накопленной добычи в 15 млн. т. Далее в 2009 году большое внимание уделялось ЯНАО и северным территориям Красноярского края как новым перспективным крупным районам нефтедобычи в стране. Здесь также были введены льготы по НДС и вывозным пошлинам на нефть (Таблица 5).

График 12

Динамика базовой ставки НДС на нефть и налоговой ставки с учетом коэффициента Кц (динамика мировых цен на нефть) в России, 2003-2014



Источник — по данным Налогового кодекса Российской Федерации

Вместе с льготированием добычи традиционной нефти в отдаленных районах на суше определенные шаги делаются и для развития шельфовой добычи, однако до недавнего времени они носили точечный характер (проекты в Каспийском и Печорском море). Однако в 2013 году был принят закон, вносящий изменения в Налоговый кодекс относительно налогообложения добычи нефти на шельфе. Были выделены 4 уровня (разделенные по географическим зонам) сложности проектов на шельфе, наиболее трудным из которых является освоение ресурсов в арктических морях. Им предоставляются льготы по ставке НДС (от 5 до 30% от базовой ставки) сроком на 5–15 лет с начала добычи в зависимости от сложности проекта. Предполагается, что льготное налогообложение добычи нефти на шельфе привлечет иностранных инвесторов, обладающих технологиями и опытом работы в подобных условиях.

Из всех направлений добычи «трудной» нефти тема трудноизвлекаемых запасов стала популярной достаточно поздно. В 2013 году был принят закон (№ 213-ФЗ), предусматривающий введение льготных ставок по НДС и вывозным пошлинам для такой нефти и определяющий конкретные территории, к которым они применимы. Данное направление находится еще в начале своего развития, однако некоторые подвижки уже есть. Так, договоренности по работе в данной сфере уже достигнуты между рядом отечественных и зарубежных компаний и касаются, в первую очередь, ресурсов баженовских и доманиковых отложений (см. раздел «Новости»).

Таблица 5

Меры государственного стимулирования добычи «трудной» нефти различных категорий в России

Категория	Меры	Ввод / период действия	Результаты
Традиционная нефть в новых (северных и восточных) районах	Обнуление ставки НДС на нефть в ЯНАО (севернее 65° с. ш.) и Красноярском крае; до выхода добычи на уровень накопленной добычи в 15-25 млн. т	С 2009 и 2011 годов; предложение Минфина (от 2014 года) по обнулению НДС Ямала и Ненецкого АО сроком до 2022 года (уже действует сроком до 2015 года) при выработанности запасов менее 5%	Прирост добычи нефти в регионе; на Ванкорском месторождении – 18 млн. т в 2012 году (введен в строй в 2009 году)
Нефть на шельфе	Обнуление НДС на нефть и льготы по вывозной пошлине для ряда проектов на шельфе, в том числе в Каспийском (мест-е им. Корчагина) и Печорском (Приразломное мест-е) море через специальные постановления Правительства Российской Федерации	По 2 проектам льготы введены в 2009 и 2013 годах соответственно; в апреле 2014 года увеличен объем нефти, облагаемый льготами, до 25,2 и 27,7 млн. т соответственно	Им. Корчагина – накопленная добыча в 2012 году – 2 млн. т; Приразломное – старт добычи в конце 2013 года
	Изменения в Налоговый кодекс, касающиеся налоговых ставок по НДС для шельфовых месторождений 4-х уровней сложности (ФЗ от 02.11.2013 № 306-ФЗ), а также изменения в ФЗ «О таможенном тарифе», вносящие льготы по ставкам вывозных пошлин	Для проектов, добыча на которых начата после 1 января 2016 г. Период действия – от 5 до 15 лет в зависимости от уровня сложности, ставка налога по НДС – от 5 до 30% от базового уровня	Новая схема должна способствовать освоению ресурсов шельфа, в том числе в Арктике
Трудноизвлекаемая нефть	ФЗ от 23.07.2013 № 213-ФЗ: 1) в расчет НДС введен коэф-т Кд (степень сложности добычи) Кд = 0, если залежь относится к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым отложениям Кд = 0,2 – 1 для прочих залежей в зависимости от показателя проницаемости и других параметров 2) льготы по вывозным таможенным пошлинам	С 2013 года, срок действия не ограничен	Льготы должны способствовать освоению ресурсов. Проблемой остается технологическая неготовность отечественных компаний

Источник – Налоговый кодекс Российской Федерации и различные федеральные законы

Добыча «трудной» нефти в России в перспективе постепенно перейдет из категории экзотики в категорию необходимого элемента для обеспечения стабильных объемов нефтедобычи в стране. При этом компании будут стараться получить наибольший объем льгот на новых «трудных» участках, а государству следует выстроить четкую схему выделения лицензий и условий разработки, в том числе с участием иностранных инвесторов. Также необходимо обеспечить ответственность компаний по добыче на «старых» месторождениях в традиционных районах, чтобы избежать ситуации специального занижения запасов и завышения издержек с целью получения дополнительных льгот на новых участках.

Обсуждение: В мире

Рынок СПГ: почему он не растет?

В апреле 2014 года Международная группа импортеров сжиженного природного газа (GIIGNL) выпустила ежегодный доклад о состоянии рынка СПГ по итогам прошлого года. В 2013 году рынок вновь не показал роста. Но именно СПГ приписывают важную роль в обеспечении энергобезопасности Европы и АТР и усилении конкуренции на мировых газовых рынках. Что мешает сегменту СПГ развиваться и когда ждать следующего подъема?

Мировой рынок СПГ парадоксальным образом развивается почти в противофазе с экономическим циклом. Стремительный рост в 2008–2011 годах сменился стагнацией, длящейся уже два года. Прогнозы экспертов, как правило, сулят большое будущее рынку СПГ, но пока он замер в ожидании нового подъема.

Последний этап быстрого развития СПГ был связан с комбинацией нескольких обстоятельств. В 2008–2011 годах одновременно произошло быстрое увеличение спроса на СПГ сразу в нескольких регионах. Прирост ежегодных импортных закупок СПГ за этот период составил около 89 млрд. куб. м, что позволило увеличить масштабы мирового рынка более чем на 40%. На Азиатско-Тихоокеанский регион пришлось 45 млрд. куб. м прироста, еще 29 млрд. куб. м — на Европу, 10 млрд. куб. м — на Северную и Южную Америку (График 13). В мире уже к началу этого периода роста сформировался большой объем слабо загруженных мощностей по регазификации: в 2008 году их объем достиг 641 млрд. куб. м, а уровень загрузки опустился до 34%. В одних лишь США в 2008 году были введены в строй импортные СПГ-терминалы суммарной мощностью 58 млрд. куб. м, крупнейшим из которых стал Sabine Pass — и именно он теперь, по иронии судьбы, должен стать первым экспортным терминалом. Но даже фактический отказ США от увеличения импорта СПГ не помешал развитию рынка.

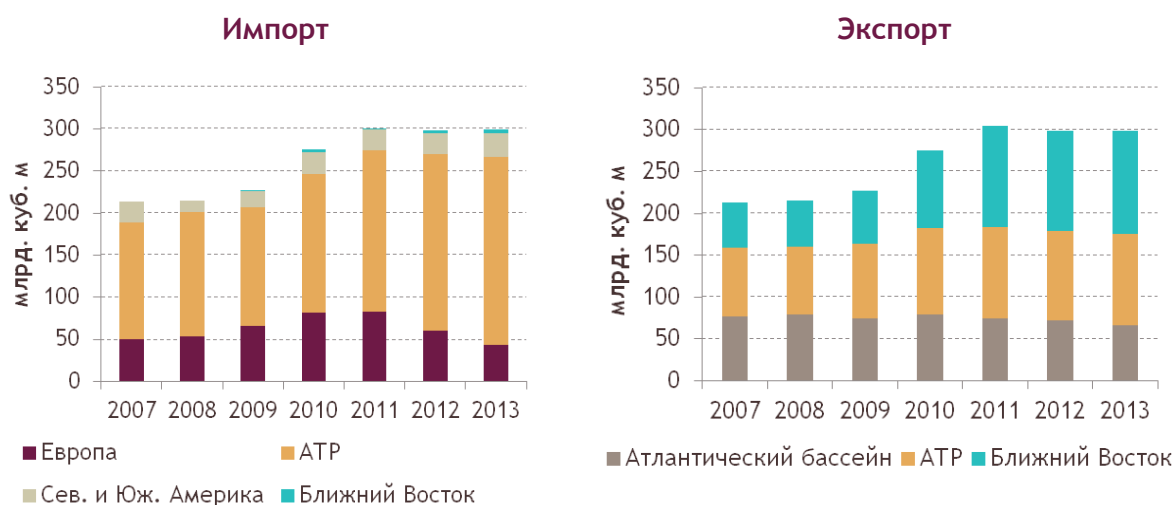
Принятие европейских целей в области энергетики и климата «20-20-20» в совокупности с сильным завышением цен на российский газ на первом этапе глобального кризиса, в 2008 — начале 2009 годов, и переключением поставок, ранее планировавшихся для США, на другие рынки, в то время как азиатский рынок до аварии на АЭС «Фукусима-1» в 2011 году не предлагал значительной премии экспортерам — все эти факторы обусловили резкое повышение закупок СПГ странами

Европы в 2008–2010 годах, с 54 до 82 млрд. куб. м в год. Интересно, что большая часть прироста закупок СПГ пришлась на Великобританию, считающуюся самым конкурентным газовым рынком Европы. В 2011 году европейский спрос стабилизировался, но дополнительные поставки были переброшены в Японию из-за аварии на АЭС «Фукусима-1» и в быстрорастущие экономики Китая, Индии и Кореи.

В тот же период, с 2008 по 2011 годы, в мире в строй было введено 104 млрд. куб. м в год мощностей по сжижению, в том числе 64 млрд. куб. м, которые были сразу же почти полностью загружены, — в Катаре. Мировой уровень загрузки мощностей по сжижению оставался на уровне 80%, и именно эти мощности до сих пор являются одним из основных «узких мест» отрасли. Наряду с Катаром, увеличившим тогда годовые поставки СПГ на 58 млрд. куб. м за три года, свой существенный вклад в рост мирового предложения внесла и Россия за счет «Сахалина-2»: 13–14 млрд. куб. м в год. Несколько расширили поставки и другие страны АТР (График 13).

График 13

Мировой импорт и экспорт СПГ (в пересчете на кубометры природного газа)



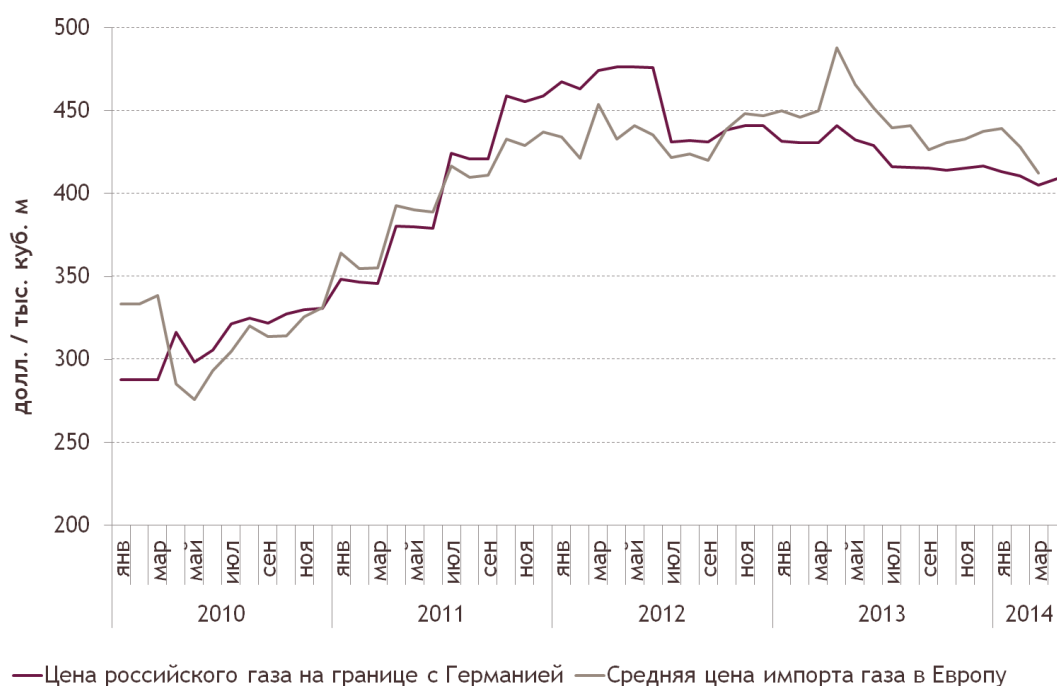
Источник — GIIGNL

Но с 2012 года факторы роста перестали действовать, по крайней мере в прежних масштабах. Поставки угля из Колумбии и США (в отсутствие экспорта СПГ) в совокупности с развитием ВИЭ ограничили спрос на газ в Европе, но что не менее важно — в 2012–2013 годах вновь обрел ценовую конкурентоспособность российский газ (График 14), как из-за конъюнктуры, так и вследствие корректировок цен во взаимоотношениях с партнерами, в том числе по итогам конфликтных ситуаций. В

этом контексте ограничение спроса на газ в Европе поставило под удар в первую очередь поставки СПГ. За два последних года они упали на 40 млрд. куб. м. По итогам 2013 года их объемы опустились даже ниже уровня 2007 года. Изменения особенно заметны у основных импортеров: у Франции и Испании поставки вдвое ниже уровня 2007 года, у Великобритании хотя и выше показателя 2007 года (когда импорта почти не было), но относительно пика 2011 года закупки СПГ сократились примерно на 15 млрд. куб. м. Это эквивалентно почти 20% всего британского спроса на газ.

График 14

Средняя цена импорта газа и цена импорта российского газа в Европу



Источник — МВФ, Всемирный банк

Спрос на СПГ в азиатских странах отчасти компенсирует европейский «провал», но тоже не демонстрирует форсированного развития: с 2011 года стабильны закупки СПГ Индии (хотя мощности регазификации позволяют стране приобретать существенно больше); в 2013 году прекратился рост поставок СПГ в Японию (который был связан в значительной мере с реструктуризацией местной энергосистемы) — лишь Китай и Корея наращивают импорт. На этом фоне появился ряд мелких импортеров: в Латинской Америке, на Ближнем Востоке, в Юго-Восточной Азии; но объемы спроса каждого из них пока крайне невелики.

При этом стагнация глобальных закупок СПГ не связана с недостатком инфраструктуры «на стороне спроса»: регазификационные терминалы продолжают вводиться по всему миру, так что их суммарная мощность в 2013 году достигла 974 млрд. куб. м в год, а уровень загрузки снизился до 31%.

Поставщики СПГ могли бы расширить позиции на базе активной конкурентной экспансии, но этого не происходит. Свою роль играет недостаток инфраструктуры: хотя глобальный уровень загрузки терминалов по сжижению снизился к 2013 году до 77%, с учетом региональных дисбалансов это немало. В Катаре новые терминалы или очереди после 2011 года в строй не вводились, а действующие загружены на 94%; загрузка российского «Сахалина-2» и вовсе является практически полной. В 2013 году только один СПГ-завод в мире введен в строй: это предприятие в Анголе мощностью 7 млрд. куб. м. Более того, это вообще единственный новый СПГ-завод в мире после 2010 года; в последние годы осуществлялось только расширение мощностей действующих заводов, так что за 2012 и 2013 годы мировые мощности по сжижению возросли лишь на 11 млрд. куб. м. Проекты, стартовавшие на фоне подъема рынка СПГ, пока не завершены.

Новый толчок рынку может дать завершение ряда австралийских проектов по строительству СПГ-терминалов, запланированное на 2015–2018 годы. Их суммарная мощность составляет около 80 млрд. куб. м в год. Некоторый прогресс в этом направлении заметен в АТР уже сейчас: в мае в строй был введен проект PNG LNG (Папуа — Новая Гвинея) мощностью почти 10 млрд. куб. м в год. Помимо этого, в 2015–2017 годах должны заработать экспортные терминалы Sabine Pass (США) и «Ямал СПГ» (Россия), которые в сумме смогут обеспечить еще почти 50 млрд. куб. м газа в год. Не исключен также и запуск еще какого-либо из новых американских СПГ-проектов. Успешная реализация увеличит мировые мощности по сжижению примерно на треть на протяжении ближайших пяти лет, так что они превысят 500 млрд. куб. м в год. Но практика последних лет свидетельствует о регулярных переносах сроков. К примеру, открывшийся в прошлом году ангольский терминал планировалось ввести на полтора года раньше.

В ближайшие годы на рынках СПГ могут произойти существенные изменения. Новые проекты позволят значительно расширить рынок за счет снятия ограничения, связанного с мощностями по сжижению. Эти проекты уже связаны контрактами на 70–80% добываемого газа, так что они не должны вызвать шоки, и предложение будет встречено соответствующим спросом. Но конкуренция в очередной раз обострится, и производителям в этой ситуации придется проявлять дополнительную гибкость и активность по продвижению своего газа.

Ключевые события: Российский контекст

В мае на повестке дня в ТЭК России стояло несколько ключевых вопросов: российско-китайские переговоры; продолжение российско-украинского газового кризиса; утверждение основных параметров прогноза социально-экономического развития России и предельных уровней цен (тарифов) естественных монополий.

Российско-китайские переговоры. В рамках переговоров России и Китая был заключен ряд важных соглашений. В части ТЭК были подписаны меморандумы о взаимопонимании по сотрудничеству в сооружении плавучих АЭС (ГК «Росатом» и Агентство по атомной энергии КНР), в привлечении финансирования для проекта «Ямал СПГ» (Банк развития Китая, ВЭБ, «Газпромбанк» и «Ямал СПГ»). Также были подписаны соглашения о сотрудничестве, в рамках которых планируют реализовывать проекты в электроэнергетике, угольной промышленности и нефтегазохимии. Так, соглашения заключили «Интер РАО» и Huaneng Power International, Группа En+ и Shenhua Group, «РАО ЭС Востока» и Dongfang Electric International Corporation, «Россети» и Государственная электросетевая корпорация Китая, «Сибур Холдинг» и Sinopec. Кроме того, были подписаны два важных контракта: контракт купли-продажи трубопроводного газа между ОАО «Газпром» и CNPC, контракт купли-продажи СПГ в рамках проекта «Ямал СПГ» между ОАО «Новатэк» и CNPC.

Российско-украинский газовый конфликт. 2 июня НАК «Нафтогаз Украины» перевела часть задолженности за газ (в размере 0,786 млрд. долл.), которая накапливалась на протяжении II квартала текущего года перед ОАО «Газпром». Так, по состоянию на 15 мая, накопившийся долг составил 3,508 млрд. долл. (по данным ОАО «Газпром»). НАК «Нафтогаз Украины» аргументировала отказ от оплаты увеличением цены: с апреля 2014 года были отменены скидки на газ для Украины (в I квартале цена с учетом скидок составляла 268,5 долл./тыс. куб. м, во II квартале — 485 долл./тыс. куб. м). В середине мая президент России направил обращение лидерам европейских государств, в котором сообщил о том, что с 1 июня Россия перейдет на систему поставок газа на Украину по предварительной оплате, но в связи с переведенной суммой, срок введения предоплаты был перенесен на 9 июня.

Прогноз социально-экономического развития. 15 мая Правительством Российской Федерации были утверждены параметры прогноза социально-экономического развития России на 2015–2017 годы. В базовом сценарии прогнозируемый темп роста ВВП в 2015 году по отношению к 2014 году составляет 2%. Индексация тарифов для населения на электроэнергию, газ, а также для всех групп потребителей на тепловую энергию, водоснабжение и водоотведение, железнодорожные перевозки ограничена среднегодовым изменением индекса потребительских цен (в 2015 году — 6%).

Новости: Российский обзор

Нефть и природный газ

Российско-китайские газовые контракты: трубопроводный газ. 21 мая «Газпром» и CNPC подписали контракт сроком на 30 лет на ежегодные поставки 38 млрд. куб. м природного газа из России в Китай. Газ будет поступать по проектируемому трубопроводу «Сила Сибири». Вероятнее всего, проекту будут предоставлены налоговые льготы и со стороны России, и со стороны Китая (в частности, обнуление НДС на газ, поставляемый в Китай, снижение размера таможенных пошлин). Ввод в эксплуатацию первой части газопровода ожидается в конце 2017 года. Таким образом, поставки начнутся не ранее чем в 2018 году. В настоящее время экспорт газа из России в Китай осуществляется за счет поставок СПГ (0,5 млрд. куб. м в 2013 году, или 0,2% от совокупного российского экспорта природного газа). Основной объем газа Китай импортирует из Туркменистана (почти весь трубопроводный газ и более 45% суммарного китайского импорта газа), а также из стран АТР и Ближнего Востока (в виде СПГ).

Российско-китайские газовые контракты: СПГ. 20 мая ОАО «Ямал СПГ» и CNPC подписали договор купли-продажи СПГ сроком на 20 лет. Контракт предполагает поставки СПГ в Китай объемом 3 млн. т в год (20% от планируемой мощности завода «Ямал СПГ»). CNPC является одним из акционеров ОАО «Ямал СПГ» с долей в 20%. В результате заключения данного соглашения законтрактованным оказалось уже около 95% СПГ с проекта. Также был подписан меморандум о привлечении финансирования для проекта «Ямал СПГ» (Банк развития Китая, ВЭБ, «Газпромбанк» и «Ямал СПГ»), в рамках которого Банк развития Китая принял обязательства по привлечению средств со стороны китайских финансовых организаций. Ожидается, что финансирование проекта начнется в IV квартале текущего года.

ОАО «Лукойл» и Total создадут совместное предприятие (СП) по разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов на Баженовской свите. 23 мая в рамках Петербургского международного экономического форума ОАО «Лукойл» и Total подписали соглашение об общих условиях участия компаний в СП в области разведки и разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья на территории ХМАО-Югра. Доля ОАО «Лукойл» в СП составит 51%, Total — 49%. Целью СП является разведка и разработка отдельных участков Баженовской свиты. В соответствии с соглашением, в рамках пилотного проекта СП проведет разведочные работы на Галяновском, Восточно-Ковенском, Ташинском и Ляминском-3 лицензионных участках.

Новости: На пульсе мировых тенденций

Развитие мирового рынка СПГ

ExxonMobil начала поставки газа из Папуа — Новой Гвинеи

В середине мая была осуществлена отгрузка первой партии природного газа в Японию в рамках проекта Papua New Guinea Liquefied Natural Gas (PNG LNG). Проект реализует американская нефтегазовая компания ExxonMobil совместно с местной Oil Search Ltd, австралийской Santos Ltd и японской Nippon Oil Corp. Проект рассчитан на 30 лет, в течение которых планируется добыть порядка 250 млрд. куб. м газа. Сейчас он находится на первой из пяти стадий. Реализация проекта началась в 2010 году, а суммарные инвестиции превышают 19 млрд. долл. Планируемая мощность проекта — 6,9 млн. т СПГ в год. Большая часть из них уже законтрактована азиатскими компаниями. Среди них две из Японии (TEPCO — 1,8 млн. т в год, Osaka Gas — 1,5 млн. т в год), одна из Тайваня (CPC — 1,2 млн. т в год) и одна китайская (Sinopec — 2,0 млн. т в год). Имея преимущества в виде географической близости к азиатским рынкам сбыта, где ожидается значительный рост спроса на газ в будущем, и мягкой налоговой политики местных властей, на фоне проблем СПГ-проектов в Австралии с перерасходом капитальных вложений и спорных СПГ-проектов Канады и США, данный проект является довольно перспективным. Власти рассчитывают, что проект в значительной степени поспособствует росту экономики Папуа — Новой Гвинеи, а прогнозные поступления в бюджет оцениваются в 0,6–0,8 млрд. долл. в год.

Экспансия китайских компаний

Sinopec купит у Petronas долю в канадском проекте

В конце апреля малайзийская государственная нефтегазовая компания Petronas объявила о продаже 15-процентной доли в канадском СПГ-проекте Pacific Northwest LNG китайской China Petroleum & Chemical Corp (Sinopec). Выкупленная доля в проекте позволит китайской компании осуществлять поставки СПГ в течение 20 лет в объеме 1,8 млн. т в год. Стоимость сделки не раскрывается, но, по оценкам экспертов, она может составлять порядка 20 млрд. долл. Кроме того, Sinopec подписала соглашение о покупке с проекта дополнительно 3 млн. т СПГ ежегодно в течение 20 лет. Общая мощность завода по сжижению газа на первом этапе составит 12 млн. т СПГ в год. По итогам сделки у Petronas останется 62% активов в проекте. Также в нем участвуют японская JAPEX Montney (10%), Indian Oil Corp. (10%) и Petroleum BRUNEI (3%). Проект уже получил все необходимые одобрения правительства Канады и ожидает окончательного инвестиционного решения. Начало первых поставок запланировано на 2019 год.

Новости: Мировой обзор

Азиатско-Тихоокеанский регион

Китай сократит зависимость от угля за счет ВИЭ

16 мая на сайте Национальной комиссии по развитию и реформам Китая появилось сообщение о принятии новой программы по развитию энергетических мощностей на основе возобновляемых источников энергии. В ней отмечается, что к концу 2017 года мощность солнечных электростанций должна возрасти в 3 раза от нынешнего уровня и достичь 70 ГВт. К тому же моменту мощность ветряных энергетических установок планируется довести до 150 ГВт, энергетических установок, функционирующих на биомассе, — до 11 ГВт, а гидроэнергетики — до 330 ГВт. Также Китай планирует нарастить мощности своих атомных станций до 50 ГВт к 2017 году. В совокупности это должно поспособствовать снижению доли ископаемых топлив до 87% в первичном потреблении энергии. В первую очередь эти меры направлены на улучшение экологической ситуации, подпорченной из-за широкомасштабного использования угля.

Америка

Аргентина выплатит Repsol 5 млрд. долл. за национализацию YPF

24 апреля аргентинское правительство одобрило решение выплатить испанской Repsol компенсацию за национализацию 51-процентной доли в крупнейшей нефтяной аргентинской компании YPF в 2012 году в виде облигаций на 5,32 млрд. долл. Получив облигации в начале мая, Repsol тут же избавилась от большей их части, продав JPMorgan Chase & Co. ниже номинальной стоимости. Кроме того, испанская компания продала почти всю оставшуюся 12-процентную долю в YPF за 1,26 млрд. долл. Morgan Stanley & Co, оставив себе менее 0,5%.

Европа

Взрыв на угольной шахте в Турции унес жизни более 300 человек

13 мая в шахте у города Сома в турецкой провинции Маниса произошел взрыв, в результате которого погибло более 300 горняков. Эта авария стала крупнейшей за всю историю угледобычи в стране. По факту происшествия ведется расследование. Эксперты отмечают, что это событие связано с серьезными проблемами безопасности труда в горнодобывающей отрасли Турции, требующей серьезных реформ. Уровень смертности в угольной отрасли Турции является одним из самых высоких в мире: на каждый 1 млн. т добытого угля приходится около 7 жертв, что, например, в 5 раз больше, чем в Китае. Авария вновь акцентирует внимание на рисках угольной отрасли.