Энергетический бюллетень

июнь 2016

37

# Развитие конкуренции на газовых рынках

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

## Содержание выпуска

**Вступительный комментарий** 3

**Ключевая статистика** 4

**По теме выпуска**

Биржевая торговля природным газом в России: цели, динамика, ключевые проблемы развития 10

Конкуренция на рынках газа Европы: к новому равновесию 14

**Обсуждение**

Перспективы развития промышленной добычи метана угольных пластов в России 18

Энергетика в новых стратегиях Китая и Японии 22

**Обзор новостей** 26

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

**Виктория Гимади**
Александр Амирагян
Олег Колобов
Дарья Веселкова
Святослав Пих

**Александр Курдин**
Ирина Поминова
Вера Кульпина
Александр Мартынюк

Ответственный за выпуск — **Александр Голяшев**

## Вступительный комментарий

*Конкуренция на рынках любых товаров призвана стимулировать снижение издержек и цен поставщиков, рост качества и появление новых технологий и товаров. В случае с газом это не слишком выгодно большим экспортерам и инвесторам в крупные проекты с долгой окупаемостью. При падении цен на нефть и газ в мире постепенно должно складываться новое равновесие в результате межтопливной конкуренции и выигрыша поставщиков с низкими издержками или высокой рентабельностью, чей бизнес основан на использовании старых месторождений или на новых инвестициях.*

*На оптовых рынках ЕС растет доля объемов газа, продаваемых на конкурентных условиях, но это сложный процесс, достигший некоторой степени зрелости. Долгосрочные газовые контракты с нефтяной индексацией имеют свои преимущества, и дальнейшее развитие тенденций в этой сфере при умеренных ценах сложно предсказать. Начальная стадия конкурентного рынка газа в России отражает проблемы его формирования, но постепенно возрастет доля «конкурентного» газа. Это потребует прояснения условий доступа на рынок независимых поставщиков при непременном покрытии расходов на поддержание системы транспортировки газа.*

*Россия имеет огромный потенциал почти по всем видам природных ресурсов, особенно энергетических. Развитие новой отрасли — добычи метана угольных пластов — потенциально может быть рентабельно и создавать занятость там, где сложно развивать добычу угля. В любом случае России как одному из крупнейших экспортеров энергии в мире полезно обладать всеми реалистически возможными технологиями получения энергии.*

*Крупные азиатские импортеры энергии столкнулись с растущей зависимостью от импорта и проблемой выбросов парниковых газов. Япония и Китай пытаются планировать экономический рост и потребление энергии в рамках национальных стратегий, основанных на сложном комплексе целей, экологических и политических ограничений. Потребление энергоресурсов в этих странах будет расти, но не так быстро, как ожидалось еще недавно. Масштабное инвестирование в будущий экспорт из России на Восток, видимо, необходимо, но несет определенные риски и требует аккуратного анализа перспектив и сроков.*

*Главный советник руководителя Аналитического центра*
*проф. Леонид ГРИГОРЬЕВ*

## Российская статистика

Таблица 1

### Ключевая энергетическая статистика по России

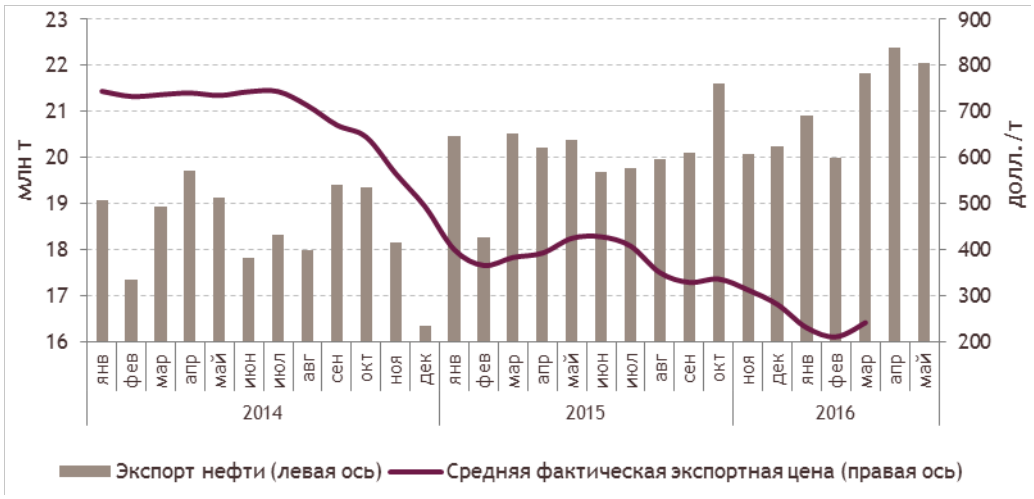
| Показатель | Единица измер. | Дек. 2015 | Янв. 2016 | Фев. 2016 | Март 2016 | Апр. 2016 | Май 2016 | Изменение*, % | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | К соотв. месяцу пр. года | Накоп. 2016/ 2015 |
| Нефть | | | | | | | | | |
| Добыча[a] | млн т | 45,7 | 46,1 | 43,1 | 46,1 | 44,3 | 45,8 | 1,2 | 2,5 |
| Экспорт[a] | млн т | 20,2 | 20,9 | 20,0 | 21,8 | 22,4 | 22,0 | 8,2 | 7,3 |
| Переработка[a] | млн т | 25,2 | 23,9 | 22,3 | 23,5 | 21,8 | 22,7 | -7,6 | -2,7 |
| Природный газ | | | | | | | | | |
| Добыча[b] | млрд куб. м | 62,9 | 61,9 | 51,8 | 54,0 | 49,7 | 46,0 | -4,0 | -1,7 |
| Экспорт (без СПГ)[c] | млрд куб. м | 18,2 | 17,2 | 15,0 | 17,1 | 15,1 | н/д | -5,1 | 8,4 |
| Уголь | | | | | | | | | |
| Добыча[a] | млн т | 35,5 | 32,3 | 31,5 | 32,1 | 30,3 | 30,8 | 7,1 | 6,6 |
| Экспорт[a] | млн т | 12,8 | 12,2 | 12,0 | 13,1 | 13,5 | 14,3 | 11,2 | 8,0 |
| Электроэнергия (ЭЭ) и тепло | | | | | | | | | |
| Выработка ЭЭ[a] | млрд кВт·ч | 100,3 | 104,2 | 92,9 | 95,4 | 83,8 | 79,9 | -0,7 | -0,6 |
| Произ-во тепла[b] | млн Гкал | 161,2 | 186,0 | 153,4 | 142,4 | 104,4 | 61,9 | 1,4 | -1,3 |

** Значения показателей даны по последним имеющимся данным.*

*Источник — Минэнерго России[a], ЕМИСС[b], ФТС России[c]*

График 1

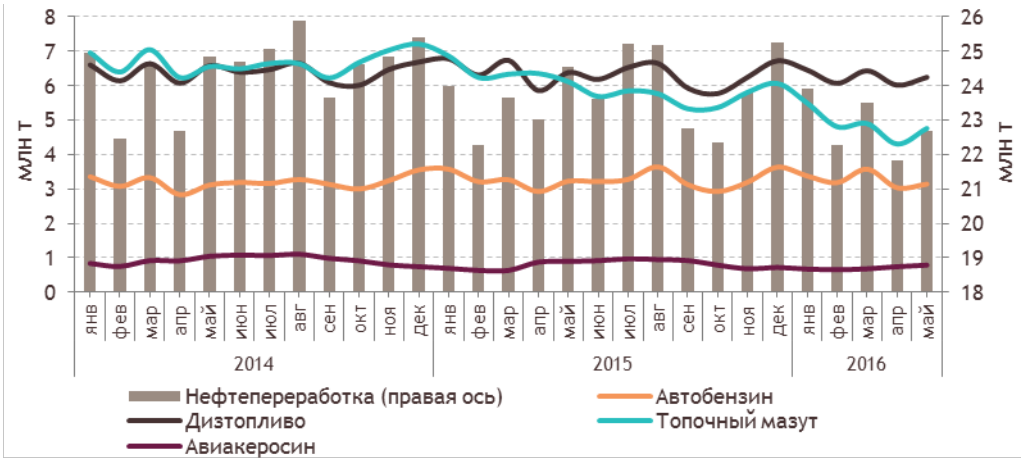
### Экспорт нефти из России




*Источник — Минэнерго России, Росстат*

График 2

## Производство нефтепродуктов в России

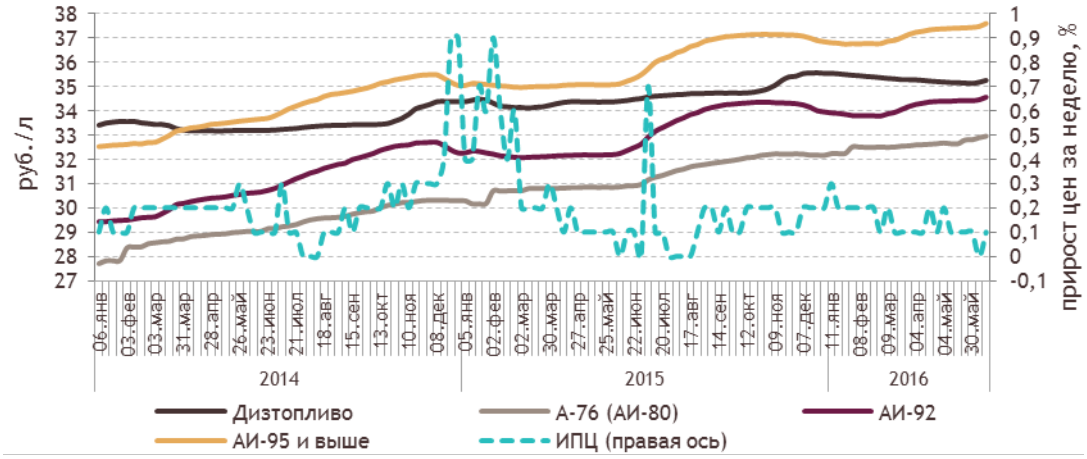



*Источник — Минэнерго России*

В *мае* 2016 г. добыча и экспорт нефти выросли по сравнению с маем 2015 г. на 1,2% и 8,2% соответственно. Объем нефтепереработки в *мае* 2016 г. снизился на 7,6% по отношению к маю 2015 г. Объемы экспорта природного газа в апреле 2016 г. снизились на 5,1% по отношению к апрелю 2015 г., но за четыре месяца 2016 года рост по сравнению с январем — апрелем 2015 г. составил 8,4%.

График 3

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




*Источник — Росстат*

Таблица 2

**Цены на нефтепродукты на 20 июня 2016 г. и их изменение за 4 недели, руб./л**

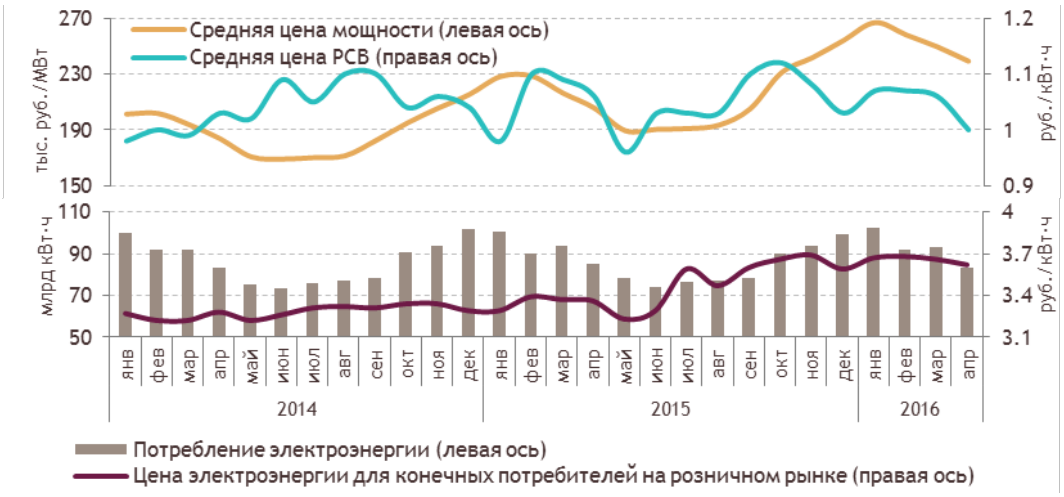
| Регион/нефтепродукт | АИ-92 | | АИ-95 | | ДТ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Цена | Измен. | Цена | Измен. | Цена | Измен. |
| Россия, в среднем | 34,65 | 0,24 | 37,68 | 0,27 | 35,32 | 0,18 |
| Москва | 34,82 | 0,12 | 37,80 | 0,21 | 35,35 | 0,18 |
| Московская область | 33,93 | 0,11 | 37,23 | 0,16 | 34,51 | -0,06 |
| Санкт-Петербург | 34,95 | 0,10 | 38,34 | 0,07 | 35,56 | 0,14 |
| Ленинградская область | 34,16 | 0,17 | 37,49 | 0,21 | 34,95 | 0,08 |
| Новосибирск | 33,25 | 0,46 | 37,06 | 0,67 | 36,01 | 0,50 |
| Екатеринбург | 34,20 | 0,37 | 36,74 | 0,49 | 36,17 | 0,20 |
| Казань | 34,24 | 0,41 | 37,00 | 0,50 | 33,60 | 0,45 |
| Владивосток | 38,89 | 0,28 | 40,52 | 0,32 | 38,38 | 0,14 |
| Севастополь | 37,69 | 0,51 | 39,74 | 0,47 | 36,83 | 0,55 |

*Источник — Росстат*

За период *23 мая — 20 июня* выросли цены на бензины АИ-92 (+24 коп.) и АИ-95 (+27 коп.) и дизтопливо (+18 коп.). Выработка электроэнергии в России в *мае* 2016 г. составила 79,9 млрд кВт·ч, что на 0,7% меньше, чем в мае 2015 г. В то же время потребление электроэнергии, по данным СО ЕЭС, в *мае* 2016 г. составило 78,5 млрд кВт·ч, что на 0,5% больше, чем в мае 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. | 1 июн. | 8 июн. | 15 июн. | 22 июн. | Изм. за мес., % | Среднемес.* год. изм., % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Нефть Urals | долл./барр. | 46,4 | 49,4 | 46,3 | 46,5 | -0,8 | -23,7 |
| Нефть Brent | долл./барр. | 47,9 | 50,9 | 47,9 | 48,5 | -0,7 | -21,1 |
| Нефть WTI | долл./барр. | 49,1 | 51,2 | 47,9 | 49,2 | 3,1 | -18,0 |
| Бензин (цена ARA FOB) | долл./т | 526,0 | 521,0 | 510,0 | 531,0 | -0,5 | -25,8 |
| Дизель (цена ARA FOB) | долл./т | 437,3 | 457,5 | 434,0 | 440,0 | 1,3 | -23,2 |
| Газ (цена на TTF Hub) | долл./тыс. куб. м | 177,8 | 189,6 | 169,4 | 184,2 | 14,1 | -29,5 |
| Уголь (API 2 CIF ARA) | долл./т | 50,8 | 51,0 | 50,6 | 51,3 | 6,9 | -11,7 |
| Электроэнергия (EEX) | евро/МВт·ч | 30,5 | 29,1 | 30,6 | 32,5 | 17,3 | -8,4 |

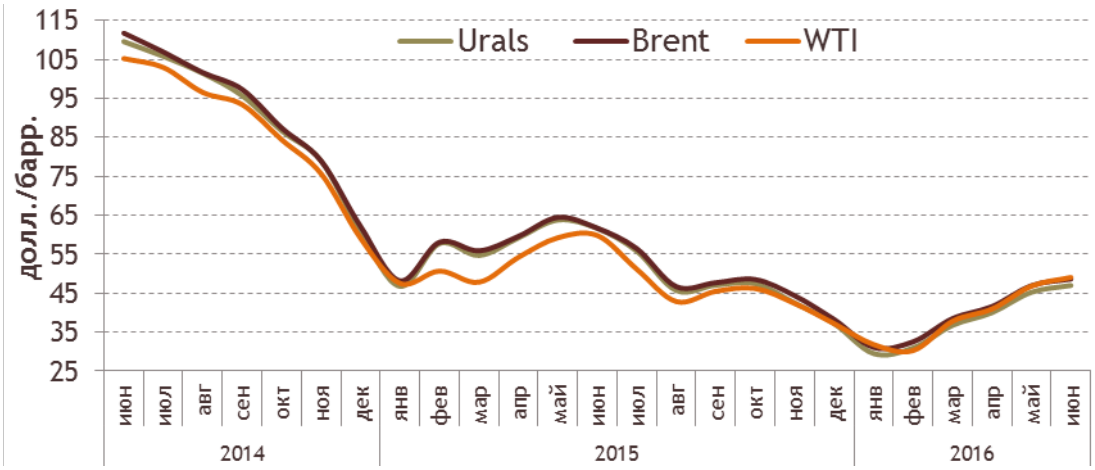
** Здесь и далее цены за июнь 2016 г. рассчитаны как средние за период 1-22 июня.*

*Источник — Thomson Reuters Datastream, Intercontinental Exchange*

В начале *июня* цены на нефть марок WTI и Brent превысили отметку 51 долл./барр., однако к середине месяца вновь упали из-за опасений инвесторов по поводу возможности выхода Великобритании из состава Евросоюза, а также роста числа нефтяных буровых установок в США.

График 5

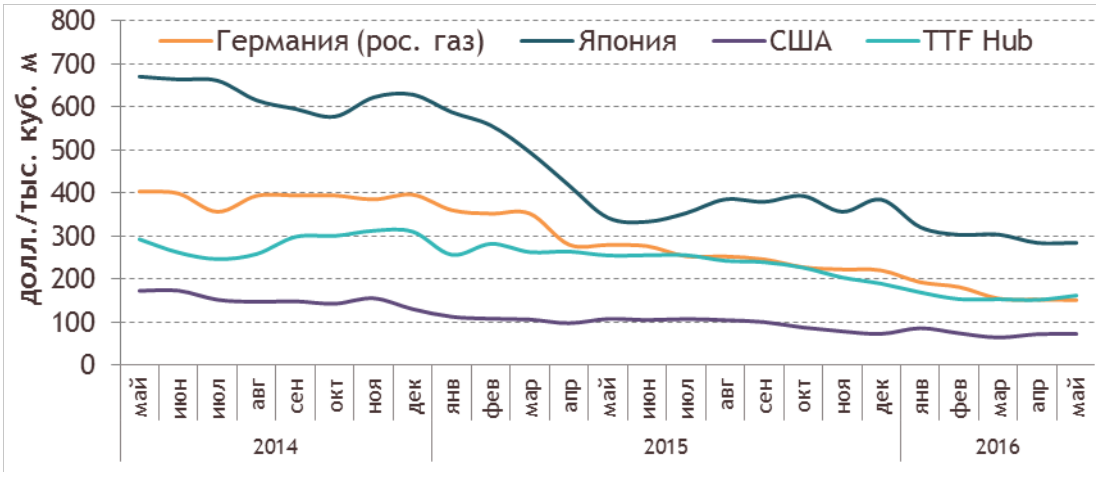
### Цены на нефть Urals, WTI и Brent




*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)**

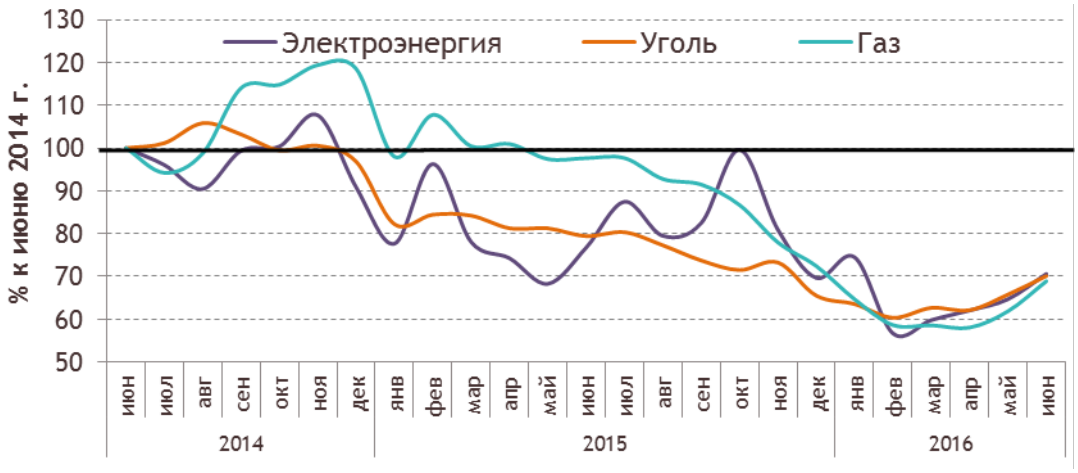



*Источник — МВФ, Intercontinental Exchange*

В *июне* 2016 г. спотовые цены на природный газ в Европе продолжили рост. В начале июня сократились трубопроводные поставки газа из Норвегии из-за плановых технических работ на шельфовых месторождениях, а в середине месяца снизилась интенсивность импортных поставок СПГ. Цены на уголь в Европе вслед за ценами на газ также росли второй месяц подряд. Цены на газ в США в *июне* демонстрировали уверенный рост в ожидании летнего роста спроса из-за жаркой погоды.

График 7

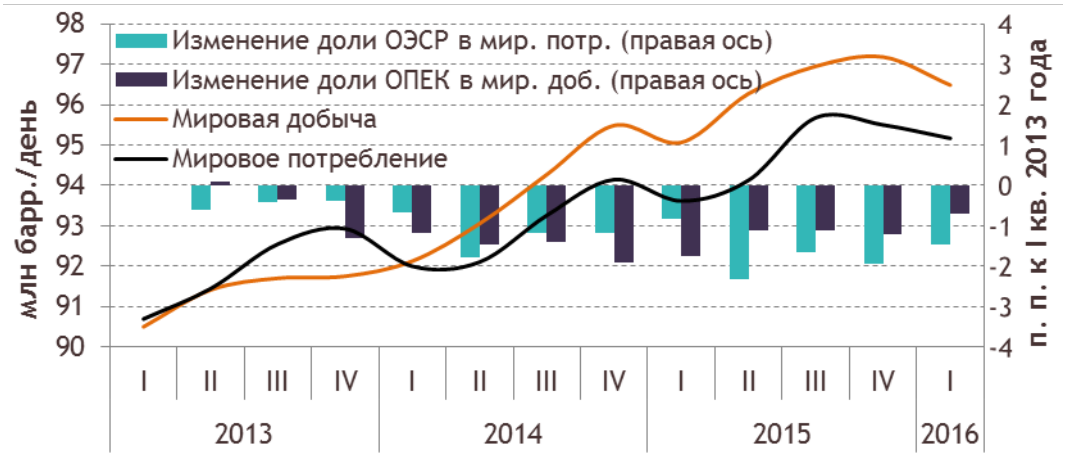
**Динамика цен на уголь (API 2 CIF ARA), газ (TTF Hub) и электроэнергию (EEX)**




*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 *июне* МЭА повысило прогноз мирового спроса на нефть в 2016 году до уровня 96 млн барр./день, что на 1,3 млн барр./день больше результата 2015 года. Также в 2016 году МЭА ожидает сокращение предложения нефти со стороны стран, не входящих в ОПЕК, на 0,2 млн барр./день, основной вклад в которое внесут США.

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 | 39,1 | 39,3 | - | - |
| Сауд. Аравия | 12,2 | 12,2 | 12,1 | 12,1 | - | - |
| США | 13,0 | 13,0 | 13,0 | 12,8 | 12,5 | -3,5 |
| Россия | 11,0 | 11,0 | 11,1 | 11,2 | 11,2 | 1,2 |
| Мир | 96,3 | 97,0 | 97,2 | 96,5 | - | - |
| Потребление нефти | | | | | | |
| Китай | 11,5 | 11,5 | 11,6 | 11,5 | 11,6 | 1,5 |
| Европа (ОЭСР) | 13,6 | 14,1 | 13,7 | 13,6 | 13,7 | 1,0 |
| США | 19,5 | 20,0 | 19,7 | 19,8 | 19,9 | 1,9 |
| Мир | 94,1 | 95,7 | 95,5 | 95,2 | 95,5 | 1,4 |

*Источник — МЭА*

## По теме выпуска: В России

# Биржевая торговля природным газом в России: цели, динамика, ключевые проблемы развития

*Одним из первых шагов на пути к либерализации внутреннего газового рынка России стал запуск газового индекса на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже в октябре 2014 г. Объем биржевых торгов газом за январь — май 2016 г. увеличился в 5 раз по сравнению с аналогичным периодом в 2015 году. Несмотря на положительную динамику, российская газовая площадка находится на начальной стадии формирования конкурентного рынка по сравнению с уровнем развития газовых биржевых индексов в некоторых развитых странах (например, индекса Henry Hub в США и NBP в Великобритании): у российского индекса остается ряд ключевых проблем, тормозящих дальнейшее развитие биржевой газовой торговли в России.*

24 октября 2014 г. на площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СПбМТСБ) была запущена биржевая торговля газом и создан первый российский газовый индекс. Его открытию предшествовало постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 № 323, в котором затрагивались вопросы регулирования цен на газ на внутреннем рынке, доступа к газотранспортной и газораспределительной системе «Газпрома» (ГТС), а также реализации торгов природным газом на сырьевой бирже. Биржа должна способствовать решению двух долгосрочных задач российского внутреннего газового рынка:

- постепенная замена регулируемых цен на биржевые в долгосрочных контрактах и, как следствие, достижение равнодоходности поставок в разные регионы и частичная отмена перекрестного субсидирования;
- создание прозрачной системы формирования транспортного тарифа, который в настоящее время устанавливается ФАС России на основе затратного метода (путем анализа отчетности ПАО «Газпром»).

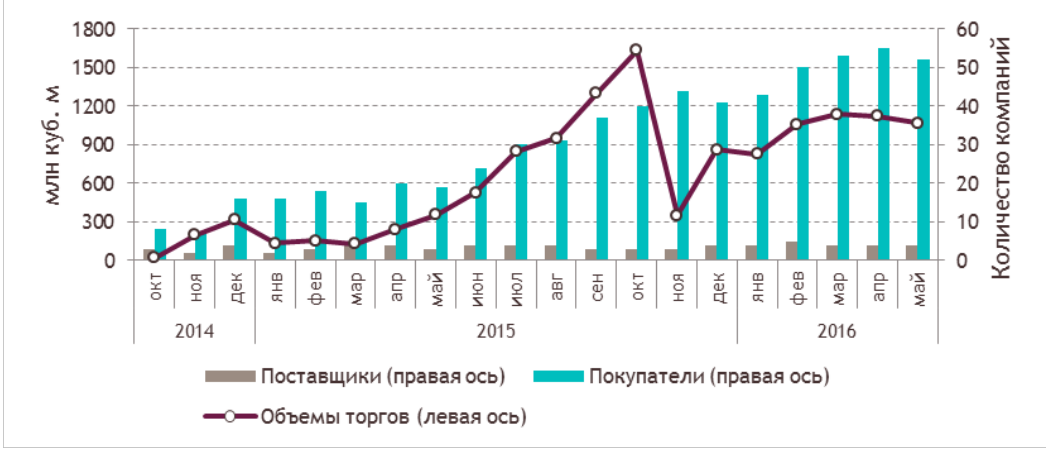
Переход к прозрачному формированию транспортного тарифа и постепенная замена регулируемых цен на биржевые могли бы стать факторами преодоления стагнации газовой отрасли, ее поступательного развития в долгосрочном периоде и повышения конкурентоспособности российского газа на внешних рынках.

## *Динамика торгов газом на СПбМТСБ в 2014-2016 годах*

С начала открытия индекса в октябре 2014 г. наблюдается рост объемов биржевых торгов природным газом. Объем торгов за январь — май 2016 г. в 5 раз больше, чем за аналогичный период 2015 года (График 9). Торги ведутся на трех базовых пунктах (станции «Надым», «Вынгапуровская» и «Южно-Балыкская») с условиями поставки «на следующий месяц» и «на следующий день». В 2015 году объем торговли газом на бирже достиг приблизительно 2% общих продаж всего внутрироссийского рынка. За два года функционирования биржевой торговли газом она стала охватывать 38 из 85 регионов России. На бирже представлено четыре поставщика: «Газпром» и три независимых поставщика газа (НПГ) — «Роснефть», НОВАТЭК и «Лукойл». Численность покупателей с октября 2014 г. по май 2016 г. выросла с 8 до 52.

График 9

**Объем биржевых торгов газом, млн куб. м, число поставщиков и покупателей на газовой площадке СПбМТСБ, октябрь 2014 г. — май 2016 г.**




*Источник — СПбМТСБ*

На фоне положительной динамики основных показателей президент СПбМТСБ А.Рыбников в апреле 2016 г. прогнозировал увеличение объемов торгов до 30–35 млрд куб. м в конце 2016 года. Данный прогноз является достаточно оптимистичным и будет корректным лишь при условии сохранения до конца 2016 года пятикратного среднего роста объемов торгов (зафиксированного за январь — май 2016 г.) по сравнению с аналогичным периодом 2015 года. Реализации данного прогноза может препятствовать ряд проблем, связанных с тем, что российский газовый индекс находится на начальной стадии своего развития по сравнению с опытом мировых газовых индексов (см. ниже).

С начала торгов природным газом на бирже в октябре 2014 г. биржевые цены остаются ниже цен внебиржевых договоров, регулируемых ФАС России. Так, по данным СПбМТСБ на май 2016 г., в среднем по России разница уровня цен на приобретаемый газ между регулируемыми и биржевыми контрактами составила 9,8%. Сохранение данной ситуации способствует росту спроса на биржевые контракты, что в дальнейшем может привести к привязке долгосрочных газовых контрактов к биржевым индексам и постепенному отказу от регулируемых цен.

### *Опыт развития индексов Henry Hub и NBP*

Несмотря на различную специфику формирования, все газовые индексы проходят примерно одинаковые ступени формирования от доминирования в транспорте и сбыте газа вертикально интегрированных компаний (ВИК) до конкурентного рынка (Таблица 5). Наиболее удачными примерами развития зарубежных газовых индексов являются индекс Henry Hub в США и индекс NBP в Великобритании, которые уже прошли основные этапы формирования конкурентного рынка (Таблица 6).

Таблица 5

**Этапы формирования внутреннего газового рынка**

| Этап формирования | Добыча газа | Транспортировка газа | Газо-распределение | Сбыт газа |
|---|---|---|---|---|
| **Доминирование ВИК** | ВИК | ВИК | ВИК | ВИК |
| **Контроль ВИК над ГТС и доминирование в сбыте** | ВИК и НПГ | ВИК | ВИК | ВИК и НПГ (незначительные объемы) |
| **Конкурентный рынок** | НПГ, ВИК | Независимая транспортная компания | Независимая газораспреде-лительная компания | Трейдинг через биржу |

*Источник — Российское газовое общество*

Российский биржевой рынок природного газа демонстрирует положительную динамику развития, однако все еще находится на промежуточной стадии, где контроль над ГТС и сбытом находится преимущественно у ВИК, что препятствует расширению биржевой газовой торговли. К примеру, важным фактором развития и роста объемов биржевой торговли нефтепродуктами в России является наличие независимой транспортной компании — ОАО «АК «Транснефть»[1].

[1] Подробнее см. Энергетический бюллетень № 11, март 2014 г. http://ac.gov.ru/files/publication/a/2086.pdf

Таблица 6

## Сравнение газовых индексов Henry Hub, NBP и СПбМТСБ

| Критерии | Henry Hub | NBP | СПбМТСБ |
|---|---|---|---|
| Количество участников | Около 10 тыс. (включая добывающие, транспортные компании и трейдеров) | 40 активных компаний-поставщиков, более 500 участников торгов, трейдеров и транспортных компаний | 4 поставщика, 52 покупателя |
| Инфраструктура, контроль над ГТС | Разветвленная, покрывает большую часть потребителей. Присутствует множество частных газотранспортных компаний | | Региональные диспропорции. ВИК контролирует ГТС. Непрозрачность формирования тарифа за использование ГТС |
| Gross Churn Rate[2] | н/д (377 в 2009 году) | 26,4 | > 1 |
| Защита интересов участников биржи | Комиссия по торговле товарными фьючерсами (CFTC) | Европейское агентство по сотрудничеству в энергетическом регулировании (ACER) | ФАС России |
| Виртуальный рынок | Существует, торговля через NYMEX | Существует, торговля через систему ICE | Отсутствует |
| Международная торговля | Начало поставок СПГ в Азиатско-Тихоокеанский регион с привязкой к Henry Hub в 2018 году | Торговля в рамках Европейского союза и в других регионах мира по форвардным контрактам | Отсутствует |

*Источник — СПбМТСБ, ИНЭИ РАН, EIA, Oxford Institute of Energy*

Сравнение с западными индексами позволяет выявить ряд ключевых проблем дальнейшего развития отечественного газового индекса на бирже СПБМТСБ:

- узкий круг участников приводит к замедлению роста количества биржевых сделок и дальнейшего развития биржи;
- непрозрачность формирования тарифов на использование ГТС обуславливает неравенство при образовании цены для НПГ, снижая объемы торговли;
- отсутствие независимой транспортной компании тормозит развитие конкурентного рынка, а также вовлечение новых потенциальных потребителей и производителей;
- отсутствие виртуального газового рынка для фьючерсных поставок и хеджирования рисков ограничивает рост объемов торгов на физическом рынке.

[2] Gross Churn Rate — индекс, использующийся для оценки ликвидности газового индекса. Чем выше значение индекса, тем привлекательнее он для игроков на рынке. Рассчитывается как отношение торгуемых объемов газа на бирже к общим физическим поставкам газа на рынке.

## По теме выпуска: В мире

# Конкуренция на рынках газа Европы: к новому равновесию

*В мае 2016 г. Международный газовый союз (МГС) в ежегодном докладе о ценообразовании на газовых рынках показал: по итогам 2015 года доля газа, продаваемого в Европе на условиях конкурентного ценообразования на оптовом рынке, возросла менее чем на 3 п. п. (с 61 до 64%). По сравнению с предшествовавшими темпами (за 2013-2014 годы прирост составил более 16 п. п.) можно говорить о ее стабилизации. Это не означает остановки развития конкуренции на газовом рынке ЕС: торговля по контрактам с нефтяной индексацией теперь отстаивает свое право на жизнь в конкурентной среде. Но достигнутые успехи ограничиваются недостаточным развитием розничных рынков.*

Одной из важнейших тенденций на европейских оптовых рынках газа последних лет было активное вытеснение доминировавших ранее механизмов ценообразования, прежде всего нефтяной индексации (в том числе из-за большой роли долгосрочных контрактов «Газпрома» именно с таким механизмом), за счет развития ценообразования на базе конкуренции «газ-газ» на газовых хабах. Целевая модель рынка газа для Европы подразумевает доминирование этого механизма ценообразования, и он преподносится европейскими регуляторами как залог честной конкуренции поставщиков на оптовом рынке газа.

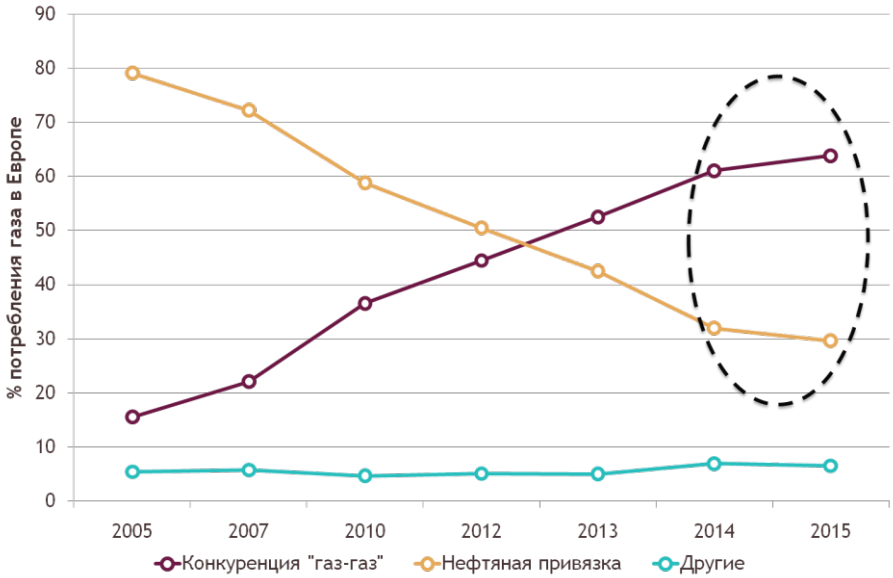
В середине 2000-х годов доля подобного конкурентного ценообразования соответствовала примерно 15% европейского потребления газа, но уже тогда наметился активный тренд развития этого механизма за счет роста предложения новых поставщиков и изменений европейского регулирования. Особенно сильно эта тенденция проявилась после 2010 года, когда за 4 года доля ценообразования на хабах в европейском потреблении газа возросла примерно на 25 п. п. при аналогичном сокращении продаж по нефтяной индексации (График 10).

Хотя перевод продаж на хабы с использованием биржевых механизмов торговли затрудняет (или даже делает невозможной) ценовую дискриминацию, а, следовательно, может снизить рентабельность укоренившихся на рынке производителей, его эффекты в длительной перспективе для тех же производителей можно оценить и довольно

позитивно. В условиях активизации межтопливной конкуренции, при поддержке ВИЭ со стороны европейских властей, крупным производителям газа необходимо зафиксировать высокую надежность поставок и их финансовую доступность перед потребителями, и хорошим сигналом для этого как раз и служит активное развитие конкуренции на базе нового механизма ценообразования.

График 10

**Доля разных способов ценообразования на газ в Европе, 2005-2015 годы**




*Источник — МГС*

Замедление развития ценообразования на основе конкуренции «газ-газ» в 2015 году было неравномерным и обуславливалось разными причинами. Ранее основным источником опережающего развития торговли на хабах были страны Северо-Западной Европы (в частности, Германия, Великобритания, Нидерланды по классификации МГС). Но к 2015 году доля такой торговли в их потреблении газа уже достигла более 90%, и дальнейшее повышение приостановилось.

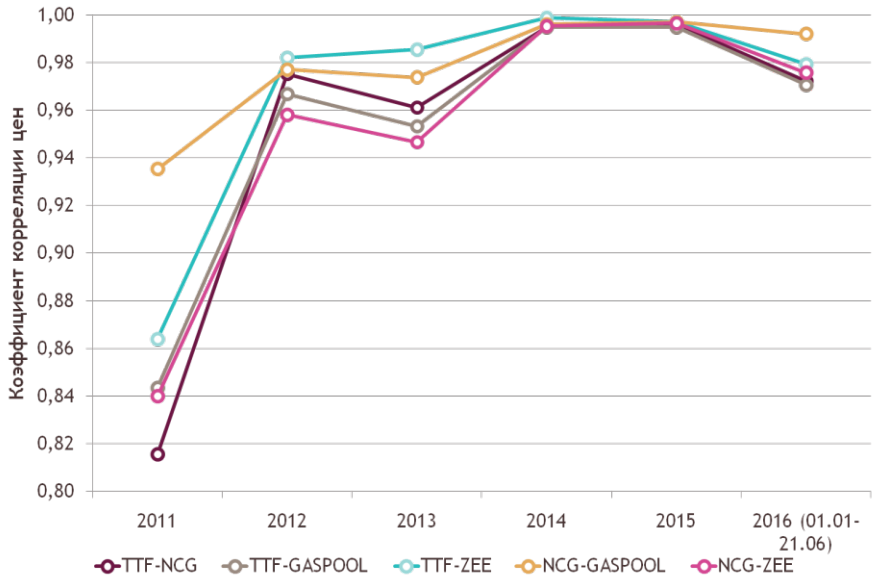
Приближение к оптимальному уровню развития газового рынка в этом регионе, объединяющем большинство крупнейших потребителей, подтверждает и анализ корреляции между спотовыми ценами на важнейших хабах. Упрощенно продолжая анализ Б.Петрович[3] (Оксфорд), после 2011 года, можно отметить, что корреляция

[3] Petrovic B. European gas hubs: how strong is price correlation? / Oxford Institute for Energy Studies NG 79, 2013.

продолжила расти и в 2014–2015 годах максимально приблизилась к 1, а отклонение в начале 2016 года (на данных менее чем за полгода), вероятнее всего, является временным (График 11). Следовательно, региональный рынок фактически стал вполне интегрированным, что существенно улучшает конкурентную среду на нем и препятствует манипуляциям.

График 11

**Корреляция между дневными спотовыми ценами на газ на важнейших хабах Северо-Западной Европы**




*Источник — Thomson Reuters, NCG, расчет Аналитического центра*

Ситуация в других регионах Европы отличается существенно. Сложнее всего в этом плане положение в Юго-Восточной Европе, но там важнейшим механизмом ценообразования на оптовом рынке все еще остается государственное регулирование, а не нефтяная индексация. В странах Балтийского региона доля ценообразования на основе конкуренции «газ-газ» все еще мала (10–15%), но она быстро росла, в том числе и в 2015 году.

В Центральной Европе и в Средиземноморском регионе уже наблюдается значительное и быстрое вытеснение механизма нефтяной индексации спотовым ценообразованием на газ на хабах (с 10–20% в 2010 году до 30% в Средиземноморье и 50% в Центральной Европе в 2014 году), однако и в этом случае в 2015 году было зафиксировано замедление данного процесса. Но важно, что оно имеет объективные экономические причины: поскольку при нефтяной индексации во время снижения цен на нефть вслед

за ними с некоторым лагом двигаются цены на газ, падение цен на нефть 2014–2016 годов может сделать цены газа с привязкой к нефти более конкурентоспособными.

Динамика быстрого изменения структуры оптового ценообразования в предыдущие периоды на этих рынках, как и на рынках Северо-Западной Европы, подтверждает, что переключение между режимами цен вполне возможно. Поэтому замедление отхода от нефтяной индексации в пользу спотового ценообразования на хабах вполне можно объяснить и тем, что первая отстаивает свои позиции в ходе конкурентной борьбы поставщиков; а с учетом вероятного сохранения низких нефтяных цен в среднесрочном периоде текущее соотношение способов ценообразования может сильно не меняться.

В пользу значительных достижений в части развития конкуренции на оптовых рынках газа свидетельствует и то, что уровень индексов концентрации поставщиков на рынках развитой Европы (Европы-ОЭСР), если включать в их число Нидерланды и Норвегию, вот уже несколько лет после мирового кризиса можно квалифицировать как умеренный. Например, значения индекса HHI (рассчитанные по долям стран-импортеров), как правило, находятся ниже 1800 и потому соответствуют умеренному уровню концентрации по стандартам Департамента юстиции США, а доля трех крупнейших поставщиков не превышает 70%.

В связи с этим тревоги по поводу ослабления конкуренции на оптовом газовом рынке Европы можно считать преждевременными, хотя в любом случае работа по завершению формирования правовой базы единого рынка газа, в частности по сетевым кодексам, должна быть оперативно завершена.

Даже лучшие практики по реформированию оптового рынка газа могут иметь ограниченный успех, если они будут сопровождаться дисбалансами на розничных рынках, мешающих транслировать потребителю доступные цены и иные преимущества конкуренции. О недостатке конкуренции на этом уровне сигнализирует и Ассоциация европейских энергетических регуляторов (ACER) в докладе 2015 года. По ее данным, в 20 из 25 стран ЕС, отчитавшихся о состоянии национальных розничных рынков газа, доля трех крупнейших продавцов на розничных рынках до сих пор превышает 70%.

Конечно же, проблемы регулирования розничного рынка, особенно для небогатых членов ЕС, связаны с социальными аспектами и не имеют тривиального решения. Но сохранение дисбалансов в этой сфере — не только в газовом, но и в электроэнергетическом секторе — при акценте на развитие конкуренции крупных поставщиков на оптовом рынке может привести к тому, что выбор розничных потребителей не будет отражать те преимущества, которые должен по идее предоставить им обновленный рынок газа ЕС.

## Обсуждение: В России

# Перспективы развития промышленной добычи метана угольных пластов в России

*До 1990-х годов метан угольных пластов (далее — МУП) в России рассматривался лишь в качестве попутного полезного ископаемого, осложняющего процесс добычи угля. Оценка содержания метана на исследуемых объектах проводилась лишь с целью построения прогноза газообильности будущих шахт, ресурсы метана не оценивались. Однако уже в 2000-х годах работы в данном направлении активизировались: была проведена оценка российских ресурсов МУП и начаты экспериментальные работы по добыче МУП в Кузбассе. В результате в 2011 году МУП был внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых, что фактически ознаменовало появление в ТЭК новой отрасли по освоению этого нетрадиционного вида углеводородов. Освоение метаноугольных месторождений в России вряд ли будет носить массовый характер, но МУП вполне сможет занять свою нишу в ТЭК (удовлетворение потребностей в газе угольных промыслов и близлежащих потребителей).*

### *МУП: «новое старое» полезное ископаемое*

МУП представляет собой форму природного газа, содержащегося в угольных пластах. Выделяют два способа добычи МУП — шахтный и скважинный. Первый способ является неотъемлемой частью процесса подземной добычи угля — это дегазация шахт (как правило, принудительная вентиляция, при которой улавливаются лишь незначительные объемы метана, используемые для собственных нужд угледобывающих промыслов) с целью снижения риска взрыва.

Второй способ представляет собой самостоятельную промысловую добычу, подразумевающую применение специальных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов. При этом появляется возможность обеспечить сырьем не только собственные потребности, но также потребности близлежащих предприятий или потребителей всего региона. Как правило, для интенсификации газоотдачи угольных пластов используются технологии гидроразрыва пласта (далее — ГРП). В последнее

время, в связи с удешевлением работ, все чаще используются технологии наклонно направленного и горизонтального бурения.

## Ресурсы МУП в России

В 2005 году ОАО «Газпром промгаз» провело оценку ресурсов МУП в России, объем которых составил 49 трлн куб. м (это соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа в стране). Похожую оценку ресурсов МУП по всем основным угольным бассейнам и месторождениям России — 51 трлн куб. м — предоставило в 2006 году АО «ВНИГРИуголь» (Таблица 7).

Таблица 7

**Общие ресурсы МУП в России (при глубине залегания 1800-2000 м), млрд куб. м**

| Бассейн | Регион | Ресурсы |
|---|---|---|
| Россия, всего | | **50 890** |
| Тунгусский | Красноярский край, Республика Саха (Якутия), Иркутская обл. | 18 173 |
| Кузнецкий | Кемеровская обл. | 13 586 |
| Ленский | Республика Саха (Якутия), Красноярский край | 12 768 |
| Таймырский | Красноярский край | 2 851 |
| Печорский | Республика Коми, Ненецкий автономный округ | 2 039 |
| Южно-Якутский | Республика Саха (Якутия) | 789 |
| Донецкий | Ростовская обл. | 130 |
| Буреинский | Хабаровский край | 109 |
| Зырянский | Республика Саха (Якутия) | 52 |

*Источник — ВНИГРИуголь*

Все угольные бассейны России можно разделить на пять групп: наиболее перспективные; перспективные, малоперспективные; перспективные с учетом внедрения новых технологий; бесперспективные. Основными критериями отбора угольных бассейнов служат ресурсная база, геологические условия (газоносность и проницаемость угольных пластов), а также наличие крупных потребителей газа в непосредственной близости от места добычи. Так, к наиболее перспективным относят Кузнецкий и Печорский бассейны, удовлетворяющие всем основным критериям отбора, а к перспективным — Донецкий, Южно-Якутский, Зырянский и Буреинский бассейны, которые характеризуются наличием ограничений по запасам МУП либо отсутствием поблизости крупных потребителей газа.

## Кузнецкий бассейн

Кузбасс является крупнейшим из наиболее изученных метаноугольных бассейнов не только в России, но и в мире. Вкупе с существенной сырьевой базой, а также наличием

других благоприятных условий это создает возможность организации промышленной добычи МУП как самостоятельного полезного ископаемого.

### Экспериментальные работы и опытно-промышленная добыча

В 2003 году «Газпром» (ООО «Газпром добыча Кузнецк») совместно с администрацией Кемеровской области приступил к реализации проекта по оценке возможности промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе. Основные работы ведутся на двух наиболее перспективных метаноугольных промыслах — Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях.

На Талдинской площади в 2005 году был создан экспериментальный полигон, на котором были отработаны технологии бурения метаноугольных скважин и их освоения, а также интенсификации притока метана, что в свою очередь позволило подготовить методики подсчета запасов МУП. В феврале 2010 г. на Талдинской площади был запущен первый в России промысел по добыче угольного газа. Создана система утилизации МУП: работают две газопоршневые электростанции суммарной мощностью 2 МВт, стационарная и передвижная автогазозаправочные станции, осуществлен перевод 50 автомобилей на компримированный газ, рассматривается возможность строительства установки по сжижению газа (для заправки карьерных самосвалов и поставок потребителям, удаленным от газотранспортной системы).

Кроме того, проведены обширные геологоразведочные работы, по результатам которых подсчитаны и утверждены (в Госкомиссии по запасам полезных ископаемых, далее — ГКЗ) запасы МУП Талдинской (74 млрд куб. м) и Нарыкско-Осташкинской (130 млрд куб. м) площадей. Утверждение проводилось на основе методики подсчета запасов, разработанной компанией «Газпром промгаз» и согласованной ГКЗ. Результаты геологоразведочных работ, а также сопутствующих НИОКР позволили начать работу над технологической схемой опытно-промышленной разработки Нарыкско-Осташкинской площади.

## *Барьеры и перспективы развития промышленной добычи МУП в России*

### Барьеры

Основной сдерживающий фактор масштабного освоения ресурсов МУП в России — наличие в стране значительных запасов традиционных углеводородов. Такая ситуация вместе с низкими дебитами метаноугольных скважин — параметрами, которые характеризуются высокой изменчивостью и низкой прогнозируемостью, — негативно сказывается на экономической целесообразности промышленного освоения большинства метаноугольных месторождений. Кроме того, на рентабельность добычи МУП влияют такие параметры как газоемкость угля, проницаемость угля (низкая

проницаемость требует бурения большего количества скважин) и глубина разработки (увеличение глубины ведет к росту газоносности и резкому снижению проницаемости, а также удорожанию стоимости скважины).

Еще одним фактором, сдерживающим добычу МУП в России, выступает отсутствие развитой базы нормативных документов, необходимых для проведения работ по освоению метаноугольных месторождений, в частности геологоразведочных работ и геолого-экономической оценки. Существует лишь комплекс корпоративных документов (ПАО «Газпром»), требующий «легализации» в масштабах всей страны. Необходима также разработка новых нормативных документов.

## Перспективы

Основные перспективы промышленной добычи МУП в России связаны с разработкой метаноугольных месторождений Кузбасса. Стабильный уровень добычи МУП, который планируется достигнуть в Кузбассе к 2025 году — 4 млрд куб. м в год, — позволит полностью заместить поставки природного газа, осуществляемые в Кемеровскую область по газотранспортной системе России с месторождений Западной Сибири. Дальнейшее увеличение добычи МУП в Кузбассе позволит частично заместить потребление угля в области, что будет способствовать улучшению экологической ситуации в регионе (МУП характеризуется низким содержанием тяжелых углеводородов и отсутствием вредных газов, например сероводорода).

В случае успеха опыт добычи МУП в Кузбассе может быть использован при освоении других метаноугольных бассейнов России, в первую очередь для обеспечения собственных нужд (топливо для производства электрической и тепловой энергии, а также автотранспорта, что в свою очередь позволит снизить себестоимость добычи угля) и решения локальных проблем энергодефицитных районов. Последние в случае отсутствия более дешевых альтернатив могут потребовать применения различных мер государственной поддержки развития МУП на их территории.

Кроме того, перспективным направлением добычи МУП может стать комплексное освоение метаноугольных месторождений — совмещение работ по добыче газа и добыче угля на разных горизонтах при помощи наклонно направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием. Это позволит решить важнейшую задачу обеспечения безопасности шахтеров путем заблаговременной дегазации угольных пластов до начала горных работ.

## Обсуждение: В мире

# Энергетика в новых стратегиях Китая и Японии

*Китай и Япония — важные потребители российских углеводородов, значение которых для России будет расти, — весной 2016 года приняли базовые стратегические документы, затрагивающие их энергетическую политику. Амбициозные цели Китая по развитию «чистой» энергетики и низкоуглеродной экономики, а также реформа рынка СПГ в Японии могут вызвать затруднения для реализации потенциала российского экспорта в эти страны.*

Проект Энергостратегии России на период до 2035 года предполагает двухкратное увеличение экспортных поставок нефти и девятикратное — поставок газа на азиатский рынок до конца периода (для сравнения, увеличение поставок газа в Европу прогнозируется только на 10%). Рост экспорта газа ожидается за счет трубопроводных поставок в Китай и развития торговли СПГ с другими азиатскими странами.

В 2013–2015 годах 80% российского экспорта СПГ приходилось на Японию (Таблица 8). Более того, в 2015 году на Японию и Китай в сумме пришлось 15% экспорта российской нефти. Недавно принятые стратегические документы этих стран вносят неопределенность в перспективы торговли энергетическими ресурсами с ними.

Таблица 8

**Роль Китая и Японии в экспорте российских углеводородов, 2013-2015 годы**

| | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|
| Экспорт нефти и нефтепродуктов из России, млн т | 388 | 389 | 416 |
| Доля Китая в экспорте | 8% | 9% | 11% |
| Доля Японии в экспорте | 3% | 4% | 4% |
| Экспорт СПГ из России, млн т | 11,8 | 9,2 | 9,6 |
| Доля Японии в экспорте | 80% | 81% | 76% |

*Источник — ФТС России*

### *13-й пятилетний план развития КНР (на 2016-2020 годы)*

13-й пятилетний план экономического и социального развития КНР, опубликованный в марте 2016 г., затрагивает основные секторы экономики страны, в том числе ТЭК. Среди общих положений следует отметить курс на энергосбережение, «чистую» энергетику (солнечную, ветровую и атомную) и низкоуглеродную экономику,

увеличение объема разведки на шельфе, развитие конкуренции в ЖКХ и рыночного ценообразования на энергоресурсы. Некоторые целевые показатели текущего и предыдущего плана представлены ниже (Таблица 9). Кроме того, к 2020 году планируется увеличение мощностей атомной генерации до 58 ГВт (и 30 ГВт в незавершенном строительстве), солнечной — до 160 ГВт и ветровой — до 250 ГВт.

Таблица 9

**Энергетические показатели в 12-м (цель и итог) и 13-м пятилетних планах КНР**

| | 12-й план — цель | 12-й план — итог | 13-й план — цель |
|---|---|---|---|
| Потребление энергии в последнем году плана, млрд т угольного экв. | 4,2 (~2,9 млрд т н. э.) | 4,3 (~3,0 млрд т н. э.) | 5,0 (~3,5 млрд т н. э.) |
| Доля неископаемых источников в первичном потреблении энергии | 11,4% | 12% | 15% |
| Снижение энергоемкости ВВП | -16% | -18,2% | -15% |
| Снижение углеродоемкости ВВП | -17% | -20% | -18% |

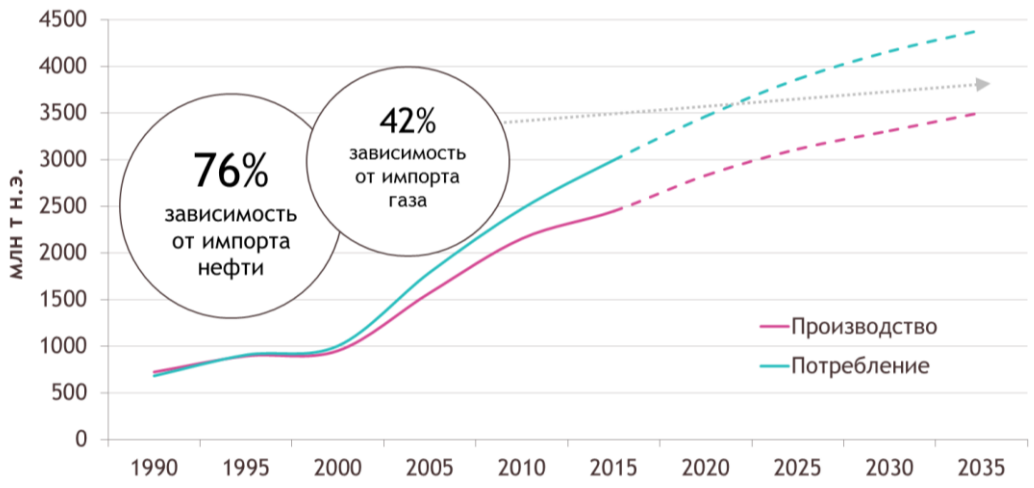
*Источник — 13-й пятилетний план развития КНР, Energy Aspects*

Детализированные для каждой энергетической отрасли планы развития на 2016–2020 годы пока не опубликованы; тем не менее, основной план указывает на сделанный правительством КНР акцент на развитие ВИЭ и повышение энергетической независимости. Прежде всего, это важный сигнал для угольной отрасли КНР, в которой продолжатся закрытие шахт и масштабные сокращения персонала. Для экспортеров нефти и газа в Китай новый пятилетний план также не несет позитивных ожиданий. По оценкам эксперта Оксфордского института энергетических исследований М.Мэйдана, негативное влияние на спрос на нефть оказывает сокращение в Китае потребления дизеля, связанного с тяжелой промышленностью и угольной отраслью, а на спрос на газ — отказ КНР от субсидирования газовых цен, что затрудняет развитие транспорта на газомоторном топливе (перспективного потребителя газа).

Вышедший в феврале 2016 г. прогноз BP (наиболее актуальный из международных энергетических прогнозов на дату написания данного материла) показывает в Китае сохраняющийся рост производства энергии и опережающий рост ее потребления (График 12). Прогноз на 2020 год соответствует 13-му пятилетнему плану развития КНР, а суммарное потребление в 2035 году ожидается на уровне почти 4,4 млрд т н. э. — 25% от общемирового (против 23% в 2014 году). При этом прогнозируется рост зависимости Китая от импортных поставок энергоносителей: в 2035 году за счет импорта будет обеспечено 76% потребления нефти и 42% — газа (против 59% и 30% в 2014 году), что отражает сомнения BP в успешном развитии добычи в Китае. Наибольший относительный прирост спроса будет обеспечен в ВИЭ и атомной энергии. Наконец, BP оптимистично смотрит на разработку сланцевого газа в Китае — по прогнозу к 2035 году он займет второе после США место по его добыче.

График 12

**Суммарное производство и потребление энергии в Китае, 1990-2035 годы**




*Источник — BP Energy Outlook to 2035 (February 2016 edition)*

Менее подробно в прогнозе BP рассмотрено изменение энергетического баланса Японии. Отмечается приближение автомобильного рынка Японии к точке насыщения, а также перезапуск атомных реакторов к 2020 году на уровне 60% мощности 2010 года. Согласно базовому сценарию (New Policies Scenario) последнего прогноза МЭА (ноябрь 2015 г.) потребление энергии Японии снизится с 455 млн т н. э. в 2013 году до 434 млн т н. э. в 2020 году и до 406 млн т н. э. в 2035 году. Потребление газа снизится со 106 млн т н. э. в 2013 году до 86 млн т н. э. в 2020 году, а затем стабилизируется.

### *Стратегия развития рынка СПГ Японии 2016 года*

В мае 2016 г. опубликована стратегия развития рынка СПГ Японии, подготовленная Министерством экономики, торговли и промышленности страны. По мнению эксперта Оксфордского института энергетических исследований Дж. Стерна, эта стратегия отражает перспективы Японии лучше, чем принятая в середине 2015 года энергетическая стратегия, предполагающая рост доли АЭС в производстве энергии свыше 20%, и вызовет наиболее существенные изменения газового рынка Японии с момента его создания в 1970-х годах. Сам документ содержит предположение о распространении эффекта от внутренних изменений на мировой рынок.

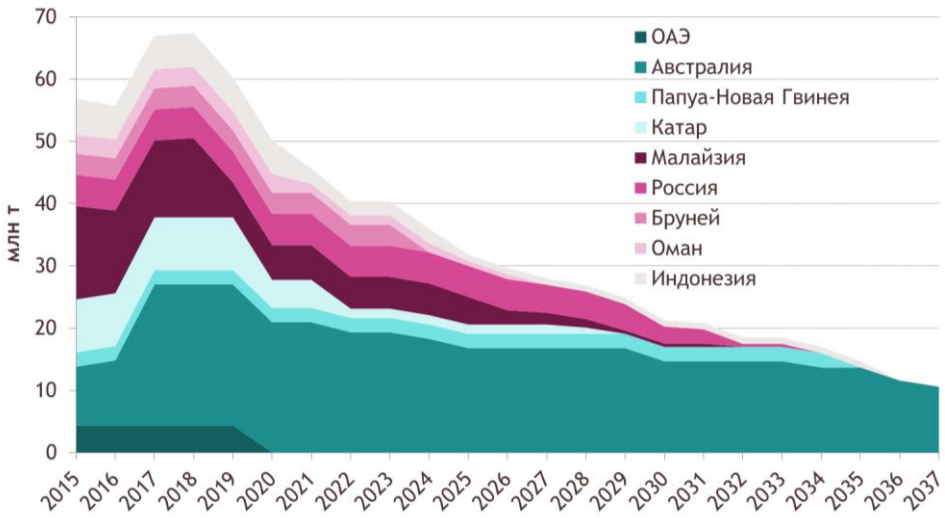
В стратегии отмечается изменение внешних условий — сланцевая революция в США, снижение мировых цен на нефть и газ, а также внутренних для Японии — либерализация рынка электроэнергетики, завершенная в апреле 2016 г., и предстоящая в апреле 2017 г. либерализация газового рынка. Далее прописаны следующие задачи:

- создание в Японии (крупнейшем потребителе СПГ) международного торгового хаба СПГ к 2020 году;
- отказ от использования цены на нефть для определения цены СПГ и создание новой системы индексов с привлечением ценовых агентств и международных организаций;
- открытие доступа третьим сторонам к инфраструктуре СПГ для развития гибкости и прозрачности рынка, повышения энергетической безопасности;
- сокращение доли поставок СПГ по долгосрочным контрактам и стимулирование перепродажи СПГ в другие страны;
- наращивание спроса на СПГ через смежные отрасли — развитие систем когенерации, внедрение грузовых автомобилей, использующих СПГ в качестве топлива.

Безусловно, эти масштабные задачи по трансформации и развитию рынка СПГ Японии, а возможно и всего АТР, не реализуются в ближайшие годы и не представляют угрозы уже заключенным контрактам (График 13). Однако желание японского правительства устранить «азиатскую премию» к цене СПГ по сравнению с европейскими хабами и развить спотовую торговлю (хотя и в сотрудничестве с крупными экспортерами — Австралией, Россией, Катаром) затрудняет долгосрочное планирование объемов экспорта СПГ в данном направлении. Сейчас из России в Японию СПГ поставляется только с завода на Сахалине, но уже в 2017 году планируется запуск проекта «Ямал-СПГ».

График 13

**Ожидаемые объемы импорта СПГ в Японию по действующим контрактам на срок от 4 лет по основным поставщикам (странам), млн т, 2015-2037 годы**




*Источник — GIIGNL*

## Ключевые события: Российский контекст

### *Нефтегазовая отрасль*

**Переход к новой системе налогообложения нефтяной отрасли не произойдет в 2016 году.** 14 июня заместитель министра финансов И.Трунин сообщил, что Минфин России прорабатывает конфигурацию нового нефтяного налога, который будет отличаться от предложенных ранее изменений налоговой системы в нефтяной отрасли. Так, уже около двух лет Минэнерго России и Минфин России с активным участием нефтяных компаний обсуждают переход на новый принцип налогообложения нефтяной отрасли — от налогообложения добычи полезных ископаемых к налогообложению финансового результата. Ранее обсуждалось две конфигурации — налог на финансовый результат (предложение законодательного собрания ХМАО-Югры, концептуально поддержанное Минэнерго России) и налог на дополнительный доход (предложение компаний), которые отличались как объектами налогообложения (старые или новые месторождения), так и налоговыми ставками. Их общее и принципиальное отличие от действующей системы налогообложения — возможность учета сложности добычи на разных месторождениях (через налогообложение прибыли и учет издержек). В настоящее время эта проблема решается многообразием введенных льгот для трудноизвлекаемых запасов нефти, шельфовых месторождений и т. д., что делает систему достаточно сложной и зачастую снижает обоснованность вводимых льгот. В настоящее время детали «нового нефтяного налога» неизвестны, но можно сделать вывод о том, что реформы в налоговой системе в нефтяной отрасли в 2016 году скорее всего не случится.

### *Электроэнергетика*

**Модель рынка электроэнергии в России вновь хотят доработать.** Как сообщает Коммерсантъ, в Минэнерго России дорабатывают модель функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Основная задача — привлечение на ОРЭМ розничных потребителей, которые смогут покупать электроэнергию на оптовом рынке при заключении с генераторами свободных долгосрочных договоров. Это должно привести к росту конкуренции в электроэнергетике. Предполагается, что такие контракты будут заключаться на 3–5 лет, а цены будут договорными. Ожидается, что новая система заработает с начала 2018 года. В настоящее время доступ к ОРЭМ имеет ограниченное число квалифицированных участников (гарантирующие поставщики (ГП), другие энергосбытовые компании, крупные промышленные предприятия, сетевые компании и генераторы); розничные потребители не имеют прямого доступа к ОРЭМ и должны покупать электроэнергию у ГП или других энергосбытовых компаний, что значительно сокращает их возможности по выбору поставщика.

## Новости: Российский обзор

### *Нефтегазовая отрасль*

**С начала 2016 года капитализация НК «Роснефть» значительно выросла.** По словам И.Сечина, главного исполнительного директора компании, ее капитализация за первое полугодие 2016 года выросла на 36%. При этом еще весной 2016 года компания стала первой по рыночной стоимости компанией в России. Рост капитализации компании особенно важен в связи с тем, что в настоящее время в соответствии с Прогнозным планом приватизации федерального имущества России на 2014–2016 годы рассматривается вопрос приватизации 19,5% акций НК «Роснефть», стоимость которых, по оценкам И.Сечина, может составить от 56 до 130 млрд долл. Это стало бы значительной суммой для пополнения доходов федерального бюджета, дефицит которого по состоянию на 1 июня 2016 г. составляет около 1,4 трлн руб. При этом, по мнению главы «Роснефти», такую сумму за акции компании сможет заплатить только стратегический инвестор (может быть российская или иностранная компания).

**Проект «Балтийский СПГ» вышел на новый этап — подписан меморандум с иностранным инвестором.** 16 июня на ПМЭФ-2016 ПАО «Газпром» и Royal Dutch Shell подписали меморандум о взаимопонимании по проекту «Балтийский СПГ» в Ленинградской области (планируемая мощность завода — 10 млн т СПГ). Меморандум предполагает изучение возможностей строительства завода на основе совместного партнерства, но стороны не дают каких-либо жестких обязательств. ПАО «Газпром» ожидает, что проект будет запущен к 2021 году. Привлечение иностранного инвестора позволит получить не только дополнительный источник финансирования, но и необходимые технологии, хотя в последнем случае возможно появление необходимости синхронизации проекта с российскими планами и целями по импортозамещению отдельных видов оборудования.

**Россия существенно снизит поставки нефти в Беларусь в III квартале 2016 г.** По новому утвержденному графику в III квартале поставки российской беспошлинной нефти на белорусские НПЗ сократятся на 2,25 млн т, которые будут направлены на экспорт в другие страны: 1,2 млн т — через российские порты Балтийского моря и 1,05 млн т — транзитом через Беларусь по нефтепроводу «Дружба». Снижение поставок нефти почти на 40% от первоначального графика (с 5,75 до 3,5 млн т), по словам вице-премьера России А.Дворковича, связано с недоплатой белорусских партнеров за газ. Как сообщает замглавы «Газпрома» А.Медведев, долг белорусских потребителей за газ перед «Газпром трансгаз Беларусь» превысил 200 млн долл., что привело к обращению компании в международный арбитражный суд. Однако министр энергетики Беларуси В.Потупчик заявил об отсутствии долга перед «Газпромом».

## Новости: На пульсе мировых тенденций

### *Развитие мирового рынка СПГ*

**Польша приняла первую коммерческую партию СПГ.** 17 июня в порту Свиноуйсьце была получена первая коммерческая партия газа из Катара. Тестовые поставки газа для оценки работоспособности систем СПГ-терминала с потенциальной мощностью 5 млрд куб. м газа в год были осуществлены еще в декабре 2015 г.[4] Контракт польской компании PGNiG и катарской Qatargas предусматривает ежегодную поставку 1,5 млрд куб. м газа до 2034 года. В дальнейшем польское руководство продолжит работу по диверсификации импортных поставок природного газа: до конца 2016 года планируется подготовить технико-экономическое обоснование газопровода Baltic Pipe, по которому Польша сможет получать норвежский газ. На этом фоне PGNiG делает активные попытки пересмотреть условия действующего до 2022 года контракта с «Газпромом». В 2015 году Польша закупила у России 8,9 млрд куб. м газа, при том что общие потребности Польши в импорте газа составляют около 11 млрд куб. м в год.

**Япония перепродаст газ в Европу.** В конце мая японская компания Jera (совместное предприятие Tokyo Electric Power и Chubu Electric Power) подписала с французской EDF Trading контракт на продажу с июня 2018 г. по декабрь 2020 г. 1,5 млн т СПГ по цене, привязанной к европейским хабам. В дальнейшем Jera планирует заключить еще несколько аналогичных контрактов с другими европейскими компаниями. На фоне вероятного избытка предложения газа в азиатском регионе и снижения там цен в будущем подобные сделки по перепродаже излишков газа будут способствовать становлению Японии в качестве центра международной торговли СПГ.

### *Иранская нефть*

**Китай построит в Иране нефтяной терминал.** В первой половине июня появилась информация, что Иран и Китай договорились о строительстве нефтяного терминала на острове Кешм в Персидском заливе. Терминал сможет хранить до 30 млн барр. нефти. Остров также может стать финансовым центром, через который иностранные компании смогут работать на внутреннем рынке страны. Несколько китайских и российских банков уже выразили заинтересованность в такой возможности. После отмены санкций в отношении Ирана нефтяная промышленность страны находится на подъеме. Экспорт нефти в мае 2016 г. превысил 2 млн барр./день, а зарубежные компании активно ведут переговоры о заключении новых контрактов на поставку нефти и реализации нефтегазовых проектов.

---

[4] Подробнее см. Энергетический бюллетень № 31, декабрь 2015 г. http://ac.gov.ru/files/publication/a/7468.pdf

## Новости: Мировой обзор

### *Европа*

**Энергетический сектор Франции поддержал протесты против реформы трудового законодательства.** Уже несколько месяцев во Франции проходят массовые акции протеста против реформы трудового кодекса. Она предоставит работодателям больше свободы в вопросах найма и увольнения работников, схем оплат труда и продолжительности рабочего времени. Также реформа ограничит права профсоюзов и трудовых советов, которые стали инициаторами забастовок в различных отраслях страны. В конце мая к забастовкам присоединились работники АЭС (кратковременно ограничив выработку электроэнергии), нефтеперерабатывающих заводов и крупных нефтяных терминалов (Фос-Лавера близ Марселя и терминал Гавра). В итоге в стране возникла угроза появления дефицита бензина и дизельного топлива, и правительство впервые с 2010 года было вынуждено использовать их стратегические запасы. В июне акции протеста пошли на спад и ситуация постепенно стабилизировалась, однако в рамках дальнейших общенациональных протестов профсоюзные работники НПЗ и терминалов анонсировали еще несколько однодневных забастовок.

### *СНГ*

**На крупном казахстанском месторождении нефти планируют нарастить добычу.** В конце мая министр энергетики Казахстана К.Бозумбаев сообщил, что консорциум ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) во главе с Chevron может вложить до 37 млрд долл. в развитие крупного нефтяного месторождения Тенгиз. Это позволит нарастить объемы добычи нефти на месторождении до 36 млн т в год к 2021 году. В 2015 году здесь было добыто 27,2 млн т нефти, что соответствует трети общего объема нефтедобычи в стране. Вся добытая на месторождении нефть экспортируется через систему Каспийского трубопроводного консорциума. Помимо компании Chevron, владеющей 50% долей ТШО, в проект входят ExxonMobil (25%), «КазМунайГаз» (20%) и дочерняя компания «ЛУКОЙЛа» — LukArco (5%). Напомним, что проект расширения Тенгиза был одобрен осенью 2013 года, но постепенный рост необходимых инвестиций и последующее падение цен на углеводороды вынудили инвесторов задержать его. Тенгизское месторождение обладает сложными геологическими условиями добычи нефти, а сама нефть имеет высокое содержание серы. При этом разработка месторождения Тенгиз является очень важным проектом для Казахстана: ТШО является крупнейшим налогоплательщиком в стране, а рост добычи на Тенгизе необходим для поддержания общего объема добычи нефти в стране в будущем.

Для заметок

Для заметок

ac.gov.ru/publications/

facebook.com/ac.gov.ru

twitter.com/AC_gov_ru

youtube.com/user/analyticalcentergov

linkd.in/1rGDqJU