

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ МИРОВОЙ ПОЛИТИКИ

И.И. Меламед, М.С. Прокопьева, Е.Н. Пронина*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ СТРАН АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ (ЧАСТЬ 1)

*Закрытое акционерное общество
«Международный центр развития регионов»
129515, Москва, ул. Академика Королева, 13*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Московский государственный технический университет радиотехники,
электроники и автоматики»
119454, Москва, пр-т Вернадского, 78*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»
119991, Москва, Ленинские горы, 1*

В статье рассмотрены экономические аспекты развития ключевых стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), стремительный экономический рост которых, прежде всего Индии и Китая, в последние десятилетия сопровождался несбалансированным ростом потребления энергетических ресурсов. Системный экономический кризис 2008–2009 гг. заставил страны АТР существенно пересмотреть свои стратегии энергетической безопасности. На основе ретроспективного анализа основных тенденций динамики мирового энергопотребления авторы прогнозируют рост дефицита традиционных ископаемых энергоресурсов, что повлечет за собой качественные изменения структуры

* *Меламед Игорь Ильич* – кандидат технических наук, генеральный директор ЗАО «Международный центр развития регионов», ведущий научный сотрудник факультета мировой политики МГУ имени М.В. Ломоносова (e-mail: info@mfrg.ru); *Прокопьева Мария Степановна* – кандидат философских наук, заместитель генерального директора ЗАО «Международный центр развития регионов», ведущий научный сотрудник факультета мировой политики МГУ имени М.В. Ломоносова (e-mail: info@mfrg.ru); *Пронина Елена Николаевна* – кандидат экономических наук, доцент Московского государственного технического университета радиотехники, электроники и автоматики, ведущий научный сотрудник факультета мировой политики МГУ имени М.В. Ломоносова (e-mail: pvi173@rambler.ru).

топливно-энергетического баланса. В этих условиях особую роль в обеспечении энергетической безопасности стран АТР и мира в целом будут играть нетрадиционные углеводороды: сланцевая нефть, газ и газогидраты. Одновременно отмечается кардинальная трансформация мировой структуры энергопотребления, где на первое место выходят Индия и Китай. Авторы приходят к выводу, что в настоящий момент мировая экономика вступила в фазу энергетического перехода, для успешного завершения которой требуется подлинная энергетическая революция.

Ключевые слова: Азиатско-Тихоокеанский регион, мировой экономический кризис, энергетическая стратегия, энергетическая революция, ископаемые углеводороды, нетрадиционные углеводороды, сланцевый газ, газогидраты, «нулевой рост».

Бурный экономический рост азиатских стран вызывает все более заметное смещение центра мировой политической и экономической активности в Азиатско-Тихоокеанский регион. Еще в начале XX в. государственный секретарь США Джон Милтон Хей (John Milton Hay) утверждал: «Средиземное море – это море прошлого, Атлантика – море настоящего, Тихий океан – море будущего» [Владимиров, 1993: 17]. Пророческий характер этих слов становится особенно заметным в последние годы.

Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) включает около 50 государств, в которых проживают почти 3,5 млрд человек - половина населения Земли. По своему вкладу в мировую экономику АТР удерживает ведущие позиции. По данным Всемирного банка, в 1960 г. на страны региона приходилось 12% мирового производства, тогда как в 2012 г. – уже 28%, к 2020 г. эта цифра может составить 40% [World Bank. World Development Indicators].

Даже при общемировом замедлении экономического роста, вызванном глобальным системным кризисом, АТР демонстрирует самые высокие темпы экономического развития и внедрения технологий наукоемких производств. Динамичный рост производства требует значительного увеличения потребления первичных энергетических ресурсов. Согласно оценке Международного энергетического агентства (МЭА), мировой спрос на энергетические ресурсы в 2010–2035 гг. вырастет более чем на треть, причем 60% спроса придется на Китай, Индию и Ближний Восток [International Energy Agency, 2012]. По прогнозу компании «British Petroleum» (BP), в 2010–2030 гг. спрос возрастет на 39% [British Petroleum, 2014].

В этой связи первоочередной для региона становится задача обеспечения энергетической безопасности, и именно на ее решение направлены энергетические стратегии стран АТР. Их анализу посвящена настоящая работа, состоящая из двух крупных частей. В первой части акцент сделан на характеристике экономических

аспектов развития Азиатско-Тихоокеанского региона в целом. Вторая часть статьи представляет собой сравнение динамики потребления первичных энергоресурсов в отдельных странах — лидерах региона (США, Китае, России и Индии), а также изучение особенностей их энергетических стратегий.

Роль энергетики в мировой экономике

Объем энергопотребления является своеобразным индикатором научно-технического и экономического потенциала общества, позволяющим оценивать уровень его развития. В соперничестве систем побеждает та из них, которая использует большее количество энергии и потребляет ее наиболее эффективно.

В предыдущем столетии мировой валовой внутренней продукт (ВВП) возрастал практически пропорционально объему вырабатываемой энергии. Продолжающийся демографический рост вызывает дальнейшее увеличение потребности в топливно-энергетических ресурсах, обеспечивающих современное промышленное развитие и расширение производства продовольствия.

Основой получения энергии в современном мире являются технологии, использующие естественные природные ресурсы — органическое топливо, ядерную энергию, энергию возобновляемых источников (солнца, ветра, падающей воды, гейзеров и т.п.). В течение последних полутора столетий происходила последовательная смена доминирующих видов энергии: вместо древесины люди стали использовать каменный уголь, который в свою очередь уступил место нефти и природному газу. Легкость добычи и транспортировки, большая энергоотдача, более высокая экологичность при сжигании по сравнению с углем — все это привело к тому, что углеводородные ресурсы — нефть и природный газ — стали основным сырьем для энергетики и транспорта.

В ближайшие десятилетия самой приоритетной и востребованной частью глобального мирового рынка энергетических ресурсов по-прежнему будет нефть. По прогнозу ВР, глобальный спрос на жидкое топливо (нефть, биотопливо и прочие виды жидкого топлива) за период 2010–2030 г. увеличится на 16 млн баррелей в сутки и к 2030 г. превысит 103 млн баррелей в день [British Petroleum, 2014].

Однако анализ основных показателей мирового рынка нефти ставит под сомнение реалистичность подобных прогнозов. В середине 1960-х годов в мировой нефтедобывающей промышленности был пройден пик новых открытий — кумулятивная кривая открытий пересекла точку перегиба. В 1970 г. одна из основных нефтедобывающих стран, США, прошла пик добычи. Вслед за этим,

в 1970-х годах, разразился мировой энергетический кризис — нефтяные ресурсы стали дефицитными. В период 1968—2004 гг. дефицит ресурсов носит скрытый характер — его маскирует продолжающийся однопроцентный рост мирового ежегодного производства. В то же время можно наблюдать экспоненциальный рост нефтяных цен, который и является выражением ресурсного дефицита.

В начале третьего тысячелетия дефицит ресурсов становится явным: на фоне сокращения абсолютных приростов вновь открываемых запасов нефти, повсеместного ухудшения их качества и невозможности добычи новыми открытиями прекращается рост ежегодного производства традиционной нефти. В настоящее время уровень добычи практически достиг максимума. На сегодняшний день мировой нефтяной рынок стабилизировался, ежегодная добыча традиционной нефти и конденсата в период 2004—2013 гг. находилась на уровне 73—76 млн баррелей в сутки, что в годовом исчислении составляет 27—28 млрд баррелей [U.S. Energy Information Administration. International Energy Statistics].

Экономическая, равно как и энергетическая, рентабельность производства нефти неуклонно снижается. Эпоха легкой нефти завершилась — мировая нефтяная отрасль вынуждена перейти к разработке трудноизвлекаемых запасов. С 2002 г. в официальные сводки по запасам и добыче включаются данные о нетрадиционных углеводородах.

Таким образом, в результате энергетического кризиса 1970-х годов мировое сообщество перешло от периода развития добычи нефти к периоду дефицита, что свидетельствует о достижении традиционными технологиями получения энергии своих предельных возможностей. *Топливо-энергетические ресурсы становятся одним из главных факторов, лимитирующих развитие мировой экономики в XXI в.*

За фазовым переходом нефтяного рынка следует ожидать фазовую трансформацию всей мировой экономики. В силу ограниченности нефтяных ресурсов, в первую очередь рентабельных запасов, *нефть перестает быть позитивным фактором экономического роста.* В этой связи первоочередными для будущего устойчивого развития мирового сообщества становятся меры, направленные на поиск альтернативных источников энергии и разработку новых технологий ее получения.

В течение последних двух веков переход на новые виды топлива кардинально изменял технологическую базу цивилизации. Добыча нефти привела к доминированию тех стран, которые первыми внедрили ее в технологии и обладают ее запасами. Подобное отношение к роли ресурсов в формировании геополитической стратегии особенно ярко проявилось в военном планировании в фа-

шистской Германии во время Второй мировой войны. В меморандуме Гитлера 1936 г. было сказано: «Окончательное решение проблем состоит в расширении жизненного пространства, а также в расширении сырьевой и продовольственной базы нашего народа. Задача политического руководства в том, чтобы в будущем добиться решения этой проблемы». Итог этих задач формулировался предельно просто: «Война направлена против вооруженных сил противника, против источников его мощи и морального духа народа. Лейтмотивом ее ведения должен быть принцип — нужда не знает слова “нельзя”» [Совершенно секретно! Только для командования! Стратегия фашистской Германии в войне против СССР. Документы и материалы, 1967: 73].

Министр вооружения и военной промышленности Германии А. Шпеер сообщил в 1945 г., что «потребность в нефти была основным мотивом» при принятии решения о вторжении в Россию [Ергин, 1999: 353]. Операция «Блау», планировавшаяся в начале 1942 г., имела своей целью захват кавказской нефти, нефтяных месторождений Ирака и Ирана, открытие пути в Индию [Ергин, 1999: 355]. Можно заключить, что Вторая мировая война во многом была обусловлена борьбой за ресурсы.

Экспансия государств — потребителей нефти по отношению к странам-экспортерам (Ирак, Ливия, Сирия, Нигерия), которая ведется в современном мире, а также резкое обострение соперничества между крупнейшими компаниями за разработку перспективных источников углеводородов, в первую очередь на арктическом шельфе, еще раз доказывают, что борьба за нефть была и остается основой конфликтов в течение последних 100 лет.

Известный немецкий врач-физиолог и философ Г.Ф. Николаи считал, что объектом борьбы за существование является пища (в самом широком смысле слова). «Эта борьба направлена исключительно на захват энергии <...> и сводится к тому, чтобы при помощи свободной интеллектуальной деятельности подчинить человечеству наибольшую массу энергии. <...> Жить — выражаясь языком физики — значит пропускать сквозь себя ток энергии. Когда человек ест или дышит, он воспринимает энергию; когда он работает и думает, он ее выделяет. Вся эта энергия, что в настоящее время в точности известно, ведет свое происхождение от солнца. Человек научился и другим образом извлекать пользу из той солнечной энергии, которой он всегда был обязан своей пищей. И уже давно та масса энергии, которую человек включает в сферу своей деятельности, значительно превзошла то первоначальное количество ее, которое проходит через его тело. Поднятая ввысь солнцем и возвращающаяся к морю вода заставляет работать его мельницы; выросшие на солнечном свете древнейших времен

леса, превратившись в каменный уголь, питают его железные дороги, пароходы или электрические машины или приводят в виде бензина в движение его автомобили и самолеты» [Николаи, 2007: 44–46].

Через несколько десятилетий, когда технологии, основанные на использовании нефти как топлива, станут экономически неэффективными, основным заменителем нефти будет природный газ. В этот период контроль над его ресурсами может стать причиной международных конфликтов. В связи с тем, что основные запасы природного газа находятся в Российской Федерации и составляют четвертую часть мировых запасов, а на втором месте с большим отрывом от остальных стран — Иран, имеющий более половины запасов России, именно в этих регионах вероятны конфликтные ситуации, связанные с попытками контроля над добычей. В результате в этот период произойдет переход влияния от стран — производителей нефти к странам — производителям природного газа.

После того как мировая добыча нефти и газа проходит свои точки максимума, оставшиеся запасы попадают в категорию нефтегазовых ресурсов повышенной сложности извлечения. Особенность динамики ограниченных природных ресурсов, в том числе нефтегазовых, состоит в «противофазной» картине изменения добычи и цены: рост добычи сопровождается падением цен, а падение добычи — ростом цен. Этим определяется неизбежность продолжения роста цен на нефть и газ в долгосрочной перспективе.

МЭА отмечает, что «мировая энергетическая система находится на перепутье. Текущие глобальные тенденции в поставках и потреблении энергии являются заведомо неустойчивыми — в экологическом, экономическом и социальном отношении.

Будущее процветание человечества зависит от того, насколько успешно мы сможем справиться с двумя ключевыми проблемами, которые стоят перед нами сегодня: обеспечить надежные и доступные поставки энергии и осуществить быстрый переход к более эффективной и экологически безопасной системе энергоснабжения с меньшими выбросами. Нам требуется, ни много ни мало, *энергетическая революция*» [International Energy Agency, 2008].

Завершение магистрального режима развития мировой экономики и энергетический переход к «нулевому росту»

Ведущая роль энергетики в мировой экономике обуславливает необходимость опережающего развития этой отрасли. Темпы развития как самой энергетической отрасли, так и остальных отраслей мировой экономики в конечном счете определены скоростью потребления первичных энергетических ресурсов.

Динамика потребления энергоресурсов полностью повторила качественные особенности мировой демографической динамики:

- трехсотлетний интенсивный рост с возрастающим знаменателем геометрической прогрессии в 1650–1950-е годы;
- скачкообразное удвоение темпов прироста во второй половине XX в. (1950–1980-е годы);
- рост с падающими темпами после 1980 г., результатом которого стала *стабилизация мирового энергопотребления* [Пронина, 2009b: 11].

В период 1850–2012 гг. проявились две долговременные тенденции. Первая с низким темпом, около 1% в год, имела место до 1900 г.; вторая – после 1900 г., когда в течение более 100 лет наблюдаются выраженные колебания в пределах одного широкого экспоненциального канала со средним темпом 2,9% в год (рис. 1).

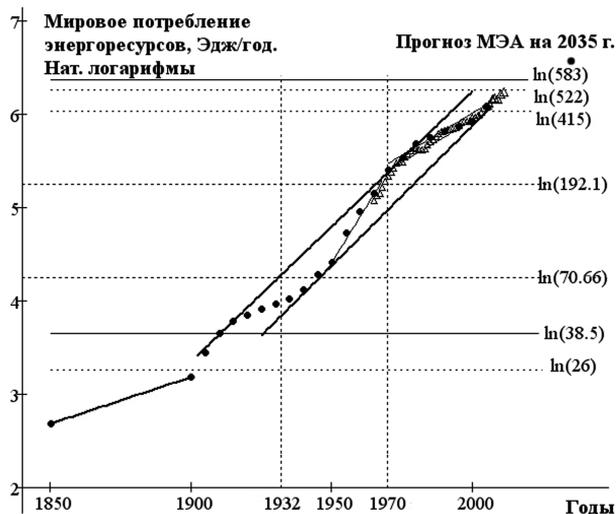


Рис. 1. Динамика мирового потребления первичных энергетических ресурсов, 1850–2012 гг. (1 ЭДж = 10^{18} Дж, 1 млрд тнэ = 41,868 ЭДж).

Полулогарифмическая система координат. Горизонтальными линиями показаны критические уровни энергии согласно данным В.И. Кузьмина [Кузьмин, 2004]. Данные ВР 1965–2011 гг. – «треугольники», данные А.Г. Коржубаева с пятилетним шагом в 1850–2000 гг. – «кружки» [Коржубаев, 2007]

Верхняя граница канала – линия сопротивления, нижняя – линия поддержки. Переход с линии поддержки на линию сопротивления сопровождается возрастанием относительных приростов ежегодного потребления энергоресурсов (темпов прироста) – происходит замещение одного доминирующего вида первичных энер-

гетических ресурсов другим, более эффективным. Обратный переход демонстрирует временное падение темпов прироста вследствие нехватки энергетических ресурсов.

В течение XX в. было четыре подобных перехода (см. рис. 1). Первый период интенсивного роста потребления энергоресурсов имел место в начале XX в., до Первой мировой войны, когда преобладающим источником энергии был каменный уголь. В этот период средний темп прироста ежегодного энергопотребления составлял 4% в год. Второй период, между двумя мировыми войнами, отличался невысокими темпами прироста энергопотребления – около 1,2% в год.

Широкомасштабное распространение транспорта с двигателями внутреннего сгорания в первой половине XX в. обусловило кардинальное изменение структуры мирового топливно-энергетического баланса, в результате которого в последующие десятилетия доминирующими энергоресурсами стали нефть и природный газ.

После Второй мировой войны наблюдались высокие темпы прироста ежегодного энергопотребления – в среднем около 5% в год. Как уже было отмечено, демографический взрыв 1950-х годов привел к удвоению темпов энергопотребления. В результате за 30 лет, в 1950–1980-е годы, из недр Земли было извлечено 86% всей нефти, добытой в период использования скважинной технологии добычи в 1859–1980 гг. [Коржубаев, Филимонова, Эдер, 2012: 16].

В 1975 г. доля нефти в мировом топливно-энергетическом балансе достигла максимального уровня – 44%, затем стала медленно сокращаться. После энергетического кризиса 1970-х годов средние относительные приросты ежегодного потребления ресурсов также сократились до 1,8% в год, в пределах экспоненциального канала произошел очередной переход с линии сопротивления на линию поддержки.

Ж. Лаэре¹ установил, что динамика потребления энергоресурсов во второй половине XX в. следует логистической зависимости, имеющей горизонтальную асимптоту (предел роста) [Laherrère, 2003; Laherrère, 2005]. В дополнение к результатам Ж. Лаэре авторами данной работы проведено исследование других типов математических моделей как для накопленного мирового энергопотребления, так и для ежегодного [Пронина, 2009а]. Результаты, полученные по разным моделям, практически совпадают. Уровни энергопотребления 12,5–13,9 млрд тнэ/год (520–580 ЭДж/год) характеризуют предельные возможности наращивания потребления

¹ Ж. Лаэре (Laherrère J.) – инженер-нефтяник, более 37 лет работавший во французской нефтегазовой компании «Total S.A.».

энергоресурсов в соответствии с логистическим законом роста при существующих технологиях выработки энергии.

Интенсивный рост экономик Китая и Индии в последнее десятилетие обеспечил коррекцию относительных приростов мирового энергопотребления вверх и точное следование его динамики вдоль нижней границы экспоненциального канала, что не позволило «пробить» линию поддержки. В период 2002–2006 гг. средние темпы приростов составляли около 3,5%, в последующие пять лет, 2006–2011 гг., они сократились до 2% в год. Таким образом, вековой период магистрального развития [Самуэльсон, 1992] мировой экономики в 1900–2012 гг. стал возможен благодаря длительному стабильному экспоненциальному росту потребления первичных энергетических ресурсов. При этом средний ежегодный темп энергопотребления в течение указанного периода, равный 2,9%, был максимальным по сравнению с другими долговременными историческими этапами развития мировой цивилизации.

Несмотря на бурное развитие экономик Китая и Индии, рост потребления энергоресурсов в последние годы точно следует нижней границе экспоненциального канала, сформировавшегося в прошлом веке. Переход на верхнюю границу требует более высоких темпов приростов энергопотребления. Для такого перехода необходимы или новые виды энергетических ресурсов, более эффективные и универсальные, чем углеводородные, или новые технологии получения энергии.

Глобальный экономический кризис 2008–2009 гг. впервые за последнюю четверть века вызвал сокращение абсолютного уровня потребления энергоресурсов. В ближайшие годы будет «пробита» нижняя граница экспоненциального канала – линия поддержки, что по сути означает *сход с магистрали*. Кризис разделит весь цикл развития на принципиально разные участки: устойчивый магистральный режим развития и неустойчивый режим, фаза перестройки. В этой фазе происходят коренные качественные изменения, разрушаются сложившиеся структурно-функциональные связи, образуются новые; по существу эта фаза является переходом к «нулевому росту» потребления энергоресурсов. По аналогии с демографическим переходом будем называть соответствующий этап развития мирового сообщества *энергетическим переходом*.

Настоящие результаты согласуются с долгосрочными прогнозами ВР [British Petroleum, 2014]. Согласно оценке компании, в 2010–2030 гг. мировое потребление первичных энергетических ресурсов будет расти со средним темпом 1,6% в год. Ежегодные темпы прироста энергопотребления снижаются с 2,5% в прошлом десятилетии до 2,0% в настоящем и до 1,3% в следующем, в период с 2020 по

2030 г. Другими словами, в настоящее время завершается магистральный режим развития мирового энергопотребления.

В период 2013–2050 гг. мировому сообществу предстоит сформировать новые эффективные способы выработки энергии, принципиально отличные от тех, которые основаны на втором начале термодинамики. После завершения фазы перестройки начнется новый цикл развития с характерной для него новой магистралью.

Структурные изменения в мировом топливно-энергетическом балансе в период энергетического перехода

Более 100 лет основу мирового топливно-энергетического баланса составляли ископаемые ресурсы — нефть, газ и уголь. На их долю в 2012 г. приходилось 87% суммарного потребления первичных энергетических ресурсов, тогда как оставшиеся 13% распределялись между ядерной энергетикой (4,5%), гидроэнергетикой (6,6%) и возобновляемыми ресурсами (1,9%) [British Petroleum, 2014].

Зарождение ядерной энергетики в 1970–1980-е годы сопровождалось бурным ростом ее потребления: считалось, что к 2000 г. доля атомной энергии в суммарном потреблении достигнет 25%. Однако фактический уровень в 2000 г. составил менее 10%. Большие риски, связанные с «мирным атомом», и череда катастроф на крупных АЭС привели к тому, что в развитых странах рост потребления атомной энергии практически прекратился (рис. 2).



Рис. 2. Динамика потребления атомной энергии в 1965–2012 гг., 1 ТВт = 10^9 Вт [British Petroleum, 2014]

В ближайшие несколько десятилетий ископаемое топливо сохранит свою доминирующую роль, но его вклад в рост первичных

источников энергии уменьшится. За счет сокращения доли нефти и угля ожидается увеличение доли газа и возобновляемых источников.

По прогнозу ВР, доли рынка, занимаемые тремя видами ископаемого топлива, будут сближаться и составят 26–27%, тогда как основные виды неископаемого топлива (солнечный свет, ветер, биотопливо) захватят по 7% рынка каждый [British Petroleum, 2014]. Впервые доля всех неископаемых видов топлива, вместе взятых, включая атомную и гидроэнергетику, станет больше, чем любого отдельного вида ископаемого топлива.

Самыми динамично развивающимися секторами мирового рынка энергоресурсов являются солнечная, ветровая энергия и биотопливо. Если в 1996 г. установленные мощности фотоэлектрических станций составляли 451 МВт, то к 2012 г. они выросли до 100 115 МВт, что обеспечило в последние пять лет ежегодный прирост потребления солнечной энергии на 50%. Потребление ветровой энергии в 2002–2012 гг. увеличивалось с ежегодным темпом около 25% [British Petroleum, 2014].

В производстве биотоплива по-прежнему будут доминировать США и Бразилия – в 2030 г. в совокупности они обеспечат 2/3 общего производства. Сохраняющаяся политическая поддержка, высокие цены на нефть в последние годы, а также технологические нововведения способствуют быстрому расширению этого вида топливных ресурсов. На биотопливо будет приходиться 9% мирового транспортного топлива.

Газ из нетрадиционных источников (сланцевый и угольный метан) может составить почти 40% роста мирового предложения газа; объемы торговли сжиженным природным газом (СПГ) будут возрастать в 2 раза быстрее объемов добычи газа [British Petroleum, 2014].

Таким образом, *замедление роста суммарного потребления первичных энергоресурсов сопровождается качественными изменениями структуры топливно-энергетического баланса – происходит постепенное замещение дефицитного ископаемого топлива альтернативными и возобновляемыми ресурсами. Из-за длительного жизненного цикла активов топливно-энергетического комплекса подобные структурные изменения происходят крайне медленно.*

Перераспределение мировых центров энергопотребления в XXI в.

Постепенное угасание старых промышленных центров в Европе и США приводит к кардинальному изменению мировой структуры энергопотребления – центр мировой экономической активности перемещается в Азиатско-Тихоокеанский регион.

Лидерами потребления первичных энергоресурсов традиционно выступали США, бывший СССР и Япония.

Доля Соединенных Штатов, которым на протяжении многих десятилетий принадлежала ведущая роль в мировой экономике, неуклонно снижается. Если в 1950 г. уровень потребления первичной энергии в США составлял 46%, в 1970 г. — 34%, в 1990 г. — 24%, то в 2012 г. — 17,7% мирового уровня [British Petroleum, 2014].

Доля Советского Союза в мировом энергопотреблении росла до 1990 г. В 1950 г. СССР потреблял 11,6% суммарных мировых энергетических ресурсов, в 1970 г. — 15,5%, в 1990 г. — 17,5%. Распад СССР в 1991 г. совпал с экономическим кризисом, в результате которого доля потребления стран, образовавшихся из бывшего Советского Союза, стала сокращаться. Согласно оценкам ВР, в 2012 г. она составила 8,3% по бывшему СССР и 5,6% по Российской Федерации [British Petroleum, 2014].

Япония, третий лидер энергопотребления, в период 1995–2012 гг. стабилизировала ежегодное энергопотребление на уровне 480–530 млн тнэ (20–22 ЭДж) — около двух десятилетий в японской экономике наблюдается депрессия, что так же, как и в случае США и России, привело к сокращению ее доли в мировом энергопотреблении (3,8% в 2012 г.) [British Petroleum, 2014].

На фоне замедления роста энергопотребления в США и Японии, сокращения энергопотребления в России и странах бывшего СССР происходит бурный рост потребления первичных энергетических ресурсов в развивающихся странах Азии, за которыми следуют страны Ближнего Востока.

По оценке МЭА, в последующие десятилетия члены Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН)² будут играть все возрастающую роль в глобальных энергетических рынках, они станут одним из наиболее динамично развивающихся регионов мира. По экономическому развитию АСЕАН можно будет сравнить с такими большими экономиками, как Канада и Мексика, вместе взятыми, а по численности населения АСЕАН превосходит Европейский союз. Потребление первичной энергии в этих странах в настоящее время уже сравнимо с Ближним Востоком, и оно продолжит свой стремительный рост, подталкиваемое быстрым экономическим и демографическим ростом, продолжающейся урбанизацией и индустриализацией. Подобные тенденции вместе с появлением на мировой энергетической арене таких динамично развивающихся

² Ассоциация государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН) (англ. *Association of SouthEast Asian Nations*) — политическая, экономическая и культурная региональная межправительственная организация стран, расположенных в Юго-Восточной Азии: Бруней, Камбоджа, Индонезия, Лаос, Малайзия, Мьянма, Филиппины, Сингапур, Таиланд, Вьетнам.

стран, как Китай и Индия, свидетельствуют о переориентации деятельности в энергетической сфере на азиатские рынки.

Согласно базовому сценарию МЭА, в период между 2013 и 2035 г. потребности АСЕАН в первичной энергии увеличатся более чем на 80%, что превышает текущий спрос Японии [International Energy Agency, 2013].

Самый значительный уровень среднего ежегодного потребления энергоресурсов (около 1964 млн тнэ) в последнее десятилетие имел место в Китае. Если в 1970 г. доля Китая в мировом энергопотреблении составляла лишь 4,7%, то в 1990 г. – 8,4%, в 2000 г. – 10,4%. По оценке ВР, в 2010 г. Китай превзошел США по уровню потребления первичных энергоресурсов, в 2012 г. его доля составила 21,9% мирового уровня [British Petroleum, 2014].

Еще один молодой лидер Азиатско-Тихоокеанского региона – Индия – опередила по уровню ежегодного энергопотребления Японию. Доля Индии в мировом потреблении первичных энергоресурсов в 2012 г. достигла 4,6% [British Petroleum, 2014]. К 2015 г. уровень потребления первичных энергоресурсов этой страны превысит уровень России. В результате тройку лидеров мирового энергопотребления составят Китай, США и Индия.

В совокупности в 2012 г. США, Китай, страны бывшего СССР, Япония и Индия потребляли более половины (53,6%) всей произведенной в мире первичной энергии. Рис. 3 дает представление о сравнительной динамике потребления первичной энергии в странах – лидерах мирового энергопотребления (США, России, Китае, Японии и Индии) в 1965–2012 гг.



Рис. 3. Сравнительная динамика потребления первичных энергоресурсов в странах – лидерах мирового потребления (США, России, Китае, Японии и Индии), млн тнэ/год, 1965–2012 гг. [British Petroleum, 2014]

Молодые лидеры мирового энергопотребления, Китай и Индия, значительно опережают США, страны бывшего СССР и Японию по темпам приростов суммарного потребления энергоресурсов, однако серьезно уступают по среднему потреблению.

Несмотря на ослабление позиций Соединенных Штатов, среднему уровню потребления энергоресурсов в США остается очень высоким и превышает мировой приблизительно в 5 раз. Страна, численность населения которой составляет менее 5% мировой численности, потребляет приблизительно пятую часть всей вырабатываемой в мире первичной энергии.

Сравнительная динамика потребления энергоресурсов на душу населения в странах, традиционно лидировавших в суммарном мировом потреблении (США, России, Японии), а также в Китае и Индии представлена на рис. 4.



Рис. 4. Сравнительная динамика среднего потребления энергоресурсов по странам мира, кг н.э./чел./год, в 1970–2012 гг. [World Bank. World Development Indicators]

Обращает на себя внимание более высокий относительно мирового уровень среднего потребления энергии в традиционных странах-лидерах, тогда как в бурно развивающихся государствах АТР уровень потребления энергоресурсов на душу населения низкий. Для России в переходный период 1991–1998 гг. уровень потребления энергоресурсов на душу населения сократился с 5,9 до 4 тнэ. В последующие годы произошло восстановление уровня потребления, к 2010 г. он достиг 4,93 тнэ/чел./год.

В Китае уровень среднего потребления первичных энергетических ресурсов в 4 раза ниже, чем в США, и почти в 2 раза

ниже, чем в Европе. Для того чтобы выйти на европейский уровень, Китаю следует потреблять в два раза больше первичной энергии – до 5 млрд тнэ/год, что в совокупности составляет около 40% мирового потребления первичных энергетических ресурсов в 2012 г.

В 2011 г. Китай по среднему потреблению энергоресурсов достиг мирового уровня, тогда как в Индии 400 млн человек вообще не имеют доступа к электрической энергии. Потребление энергоресурсов в Индии в течение нескольких десятилетий по-прежнему будет оставаться на низком уровне.

По оценке ВР, потребление энергоресурсов на душу населения в странах ОЭСР демонстрирует тенденцию к снижению (–0,2% в год в 2010–2030 гг.), тогда как в государствах, не входящих в ОЭСР, можно наблюдать противоположную тенденцию – рост среднего потребления энергоресурсов с ежегодным темпом 1,6% [British Petroleum, 2014].

В целом же мировое среднее потребление энергоресурсов практически вышло на постоянный уровень – приросты в течение последних 40 лет составляют около 0,7% в год.

Несбалансированный по темпам рост валового продукта и потребления энергоресурсов в АТР

Согласно данным Всемирного банка [World Bank. World Development Indicators], в динамике валового продукта ведущих стран АТР³ в течение полувекowego периода 1960–2012 гг. выдерживались постоянные средние ежегодные темпы, равные 8% (рис. 5). Однако в отдельные периоды предпринимались попытки «ускоренного», интенсивного развития с возрастающими относительными приростами. На графике им соответствуют возрастание углового коэффициента и переходы между линиями поддержки и сопротивления. Известно, что подобные режимы ускоренного развития отличаются нестабильностью и ведут к кризису. Для модели гиперболического типа момент завершения тенденции интенсивного роста определяется положением вертикальной асимптоты. В случае динамики валового продукта АТР вертикальная асимптота проходит через 2021 год [Пронина, 2013]. Таким образом, в начале 2020-х годов следует ожидать кардинальное изменение тенденции экономического роста, в результате которого интенсивное развитие с возраста-

³ Данные о динамике ВВП регистрируются Всемирным банком в текущих долларах. Они суммированы по 20 ведущим странам: Россия, Китай, США, Канада, Австралия, Республика Корея, Япония, Вьетнам, Филиппины, Индонезия, Таиланд, Малайзия, Сингапур, Новая Зеландия, Мексика, Колумбия, Эквадор, Перу, Чили, Гонконг.

ющими темпами приростов сменится более устойчивым режимом ограниченного роста с падающими темпами.

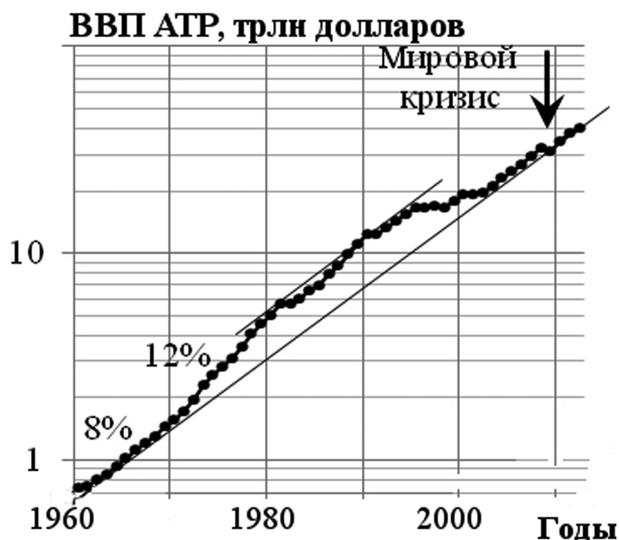


Рис. 5. Динамика ВВП стран АТР в 1960–2012 гг., трлн текущих долларов. Полулогарифмическая система координат [World Bank. World Development Indicators]

В АТР, как и во всем мире, наблюдается ограниченный рост потребления энергоресурсов, для которого характерно сокращение со временем относительных приростов (рис. 6). Причины подобного сокращения — невозпроизводимый характер природного ископаемого топлива и ограниченность его извлекаемых запасов.

Если до энергетического кризиса 1970-х годов потребление энергоресурсов в АТР росло со средним ежегодным темпом 5,3%, то после кризиса темпы сократились до 2%. В результате характерное время процесса⁴ выросло за полвека с 19 до 50 лет.

Таким образом, в АТР в течение длительного периода ускоренный, интенсивный рост валового продукта происходил на фоне замедляющегося роста потребления энергоресурсов. Несмотря на последовавшее после мирового энергетического кризиса 1970-х годов более чем двукратное сокращение темпов приростов потребления энергоресурсов, относительные приросты валового продукта, напротив, выросли — с 8 до 12% в год. Сочетание взрывного роста валового продукта и ограниченного роста потребления энерго-

⁴ Под характерным временем процесса понимается величина, обратная среднему уровню относительных приростов.

ресурсов свидетельствует о нарушении сбалансированного характера экономической динамики региона.

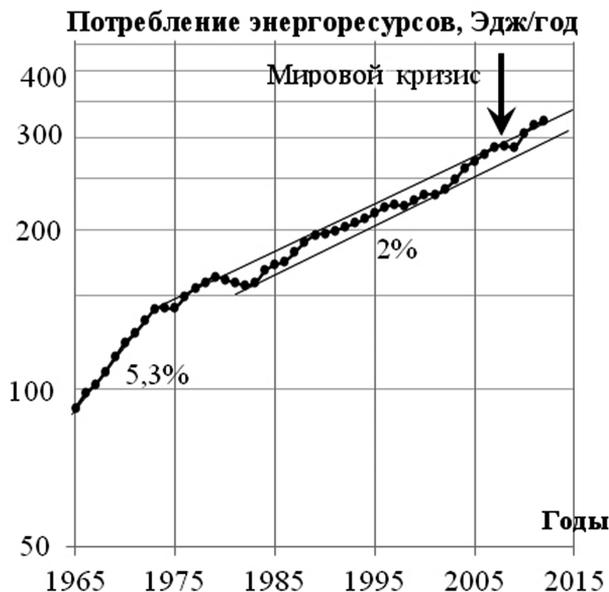


Рис. 6. Динамика потребления первичных энергетических ресурсов в странах АТР, 1965–2012 гг.

Полулогарифмическая система координат. Данные по РФ до 1989 г. пересчитаны как 62% доля энергопотребления бывшего СССР [British Petroleum, 2014]

С одной стороны, предстоящий кризис следующего десятилетия — это «отклик» на взрывной рост ВВП на рубеже веков, с другой — кризисная ситуация является следствием накопления диспропорций, возникших в результате несогласованной динамики макроэкономических показателей. Подобная ситуация соответствует исчерпанию возможности дальнейшего развития в рамках сформированной структуры.

Можно ожидать, что к началу следующего десятилетия при сохранении сегодняшних приростов потребления энергоресурсов на уровне 2% абсолютный уровень потребления в странах АТР достигнет 418–430 ЭДж/год, тогда как критическая отметка шкалы энергий составляет 415 ЭДж [Кузьмин, 2004]. Синхронизация моментов завершения тенденции гиперболического роста ВВП и достижения указанного критического рубежа потребления энергоресурсов повышает значимость предстоящих в регионе структурных преобразований.

Топливо-энергетические ресурсы действительно становятся фактором, лимитирующим дальнейшее наращивание производства и потребления энергии. Мировой топливо-энергетический кризис 1970-х годов – это первый в современной истории кризис дефицита топливо-энергетических ресурсов. Он ознаменовал начало периода «ограниченного» экономического роста с характерным для него падением относительных приростов и в конечном счете – переходом к «нулевому росту».

Роль нетрадиционных углеводородов в период энергетического перехода. Сланцевая нефть, газ и газогидраты

В качестве основных резервов дальнейшего роста мирового производства и потребления энергетических ресурсов выступают извлекаемые запасы всех видов как традиционных, так и нетрадиционных углеводородов, а также возобновляемые и альтернативные энергетические ресурсы.

Углеводородные ресурсы типа тяжелых высоковязких нефтей, битумов и нефтяных песков, сланцевой нефти и газа, газогидратов, газов в угленосных отложениях относятся к трудноизвлекаемым ресурсам, их разработка сопряжена с большими финансовыми затратами, однако им отводится значительная роль в обеспечении будущей энергетической безопасности АТР и всего мира.

Сланцевым газом называют метан, содержащийся в нетрадиционных коллекторах – сильно глинизированных плотных сланцевых породах, которые широко распространены по всему миру. Месторождения сланцевого газа занимают большие площади, но отличаются высокой рассеянностью и крайне низкой проницаемостью, которая в тысячи раз меньше, чем у обычных газовых пластов, поэтому их вместе с залежами угольного метана и газа плотных песчаников относят к нетрадиционным ресурсам.

О содержании больших объемов газа в сланцевых породах известно давно (первая скважина дала газ в 1821 г.), однако до недавнего времени разработка большинства из них считалась нерентабельной. В связи с проблемами энергетической безопасности, которые обострились в 1970-е годы в период нефтяных кризисов, США активизировали исследования по добыче нетрадиционных углеводородов. Отцом «сланцевой революции» считают Дж. Митчелла, соединившего технологии гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтального бурения. Позднее этот подход трансформировался в многоступенчатый ГРП.

Департамент энергетической политики США (Energy Information Administration, EIA) оценил мировые ресурсы технически извлекаемого сланцевого газа по состоянию на июнь 2013 г. в 219 трлн м³

(табл. 1). Лидируют Китай (33,5 трлн м³), Аргентина (24,1 трлн м³) и Алжир (21,2 трлн м³). Россия, где больше всего запасов традиционного газа, по запасам сланцевого газа занимает лишь девятую позицию (8,6 трлн м³).

Таблица 1

Ресурсы технически извлекаемого сланцевого газа, трлн м³
 [U.S. Energy Information Administration, 2013]

Страна	Запасы
Китай	33,5
Аргентина	24,1
Алжир	21,2
США	20,0
Канада	17,2
Мексика	16,4
Австралия	13,1
ЮАР	11,7
Россия	8,6
Бразилия	7,4
Мир	219,0

За пределами США и Канады – в Европе, Китае, Индии, Австралии – геологоразведочные работы по сланцевому газу находятся на начальной стадии. Оценки перспективности можно делать пока только на основе геологических аналогий с бассейнами Северной Америки.

Преимуществом сланцевого газа является близкое расположение к центрам потребления, но этот же фактор накладывает дополнительные экологические ограничения. В нефтегазовой отрасли нет примеров столь мощного воздействия на недра, как при добыче сланцевого газа. Его добыча связана со значительным нарушением целостности недр, большой площадью и высокой плотностью проведения буровых работ.

Основные угрозы при реализации сланцевых проектов в плотно заселенных регионах – изъятие значительных площадей из традиционного использования, нарушение сложившегося уклада; попадание химических реагентов и газа в водоносные горизонты и системы водоснабжения; прямое либо опосредованное повреждение поверхности и объектов инфраструктуры как за счет вскрытия поверхности, так и в результате техногенных землетрясений и оползней.

Если оценить полный цикл реализации проектов освоения месторождений сланцевого газа, то большинство из них будут убыточными, поскольку по мере реализации происходит лавинообразное нарастание потребности в новых инвестициях. Вместе с тем, поскольку добыча сланцевого газа в основном приближена к конечному потребителю, цены реализации газа ниже цен крупных оптовых продаж на региональных хабах. В результате на определенном этапе текущие полные издержки добычи и поставок такого газа позволяют получить операционную прибыль, но в целом проекты пока убыточны.

Сланцевый газ проигрывает традиционному природному газу по всем техническим и экономическим показателям за исключением таких, как расстояние транспортировки и, в определенных случаях, природно-климатические условия добычи. В этой связи добыча сланцевого газа позволяет решить проблемы локального газообеспечения в течение ограниченного временного интервала (не более 15–17 лет), а затем для поддержания газоснабжения потребуются подключение к внешним источникам поставок.

Крупнейшие проекты добычи сланцевого газа в АТР⁵

США. Barnett Shale – наиболее крупное, имеющее длительную историю добычи месторождение сланцевого газа. Содержащие метан породы залегают здесь на глубинах от 450 до 2000 м на площади 13 тыс. км². Мощность пласта изменяется от 12 до 270 м. В 2006 г. добыча газа из 6,1 тыс. скважин составила свыше 20 млрд м³, в 2007–2011 гг. количество скважин увеличивалось примерно на 2 тыс. шт. в год и превысило 15 тыс. шт., но добыча после 2008 г. перестала расти, стабилизировавшись в 2009–2011 гг. на уровне 50 млрд м³/год.

Для первых операций ГРП требовалось порядка 1 тыс. т воды и 100 т песка. В настоящее время в горизонтальных скважинах стоимостью 2,6–3 млн долл. для одной операции ГРП требуется порядка 4 тыс. т воды и 200 т песка. В среднем в течение года на каждой скважине проводится три ГРП.

Канада. Основные ресурсы сланцевого газа в Канаде сосредоточены на западе страны – в бассейнах Hot River, Cordova Embayment, Liard, Colorado Group. Проектами по добыче сланцевого газа занимаются несколько газодобывающих и многопрофильных компаний, включая американские и японские: «EnCana», «Apache», «Devon», «EOG Resources», «Quicksilver», «Nexen», «Penn West Energy Trust» и «Mitsubishi».

⁵ Раздел написан по материалам: [Коржубаев, Филимонова, Эдер, 2012].

В 2011 г. была расширена добыча на ранее введенных месторождениях сланцевого газа. «EnCana» совместно с «Apache» проводит бурение 40 горизонтальных скважин в целях выхода на уровень добычи сланцевого газа в объеме 1,5–2 млрд м³/год. Бурение 7 скважин осуществляет компания «Devon». Одновременно компания «Nexen» пробурила 18 горизонтальных скважин с установленными мощностями по добыче сланцевого газа (около 1 млрд м³/год). Для начала активного освоения ресурсов сланцевого газа бассейнов Hot River, а также Cordova Embayment на западе Канады ряд компаний арендовали и приобрели в собственность крупные участки земли.

Для переработки планируемого к вводу в разработку сланцевого газа производится значительное увеличение мощностей газоперерабатывающих заводов. С учетом намеченного роста добычи сланцевого газа в Канаде значительно расширяются мощности по транспортировке и экспорту. В 2014 г. будет построен газопровод, соединяющий районы добычи сланцевого газа с СПГ-терминалом «Kitimat», обладающим пропускной способностью 5 млн т/год.

Компании «Transeuro Energy Corp.» и «Questerre Energy Corp.» пробурили и закончили обустройство трех скважин в бассейне Liard. Добываемый газ начнет поступать в систему трубопровода, изначально построенную для природного газа. Компания «Montney and Doig Resource» пробурила большое количество скважин в бассейне Deep. Здесь существует обширная система трубопроводов, которая связывает Deep Basin с рынками природного газа Канады и США.

Мексика. Несмотря на то что сланцесодержащие бассейны Техаса имеют непосредственное продолжение на территории Мексики, в настоящее время разработка ресурсов сланцевого газа в этой стране не ведется. В то же время государственная нефтяная компания «PEMEX» осуществляет бурение первой разведочной скважины по проекту «The Eagle Ford Shale» в штате Коауила (Coahuila).

Китай проявляет большой интерес к разработке собственных месторождений сланцевого газа. В октябре 2010 г. Министерство природных ресурсов КНР учредило Национальный исследовательский центр сланцевого газа (National Gas Shale Research Center), куда вошли четыре китайские компании («CNPC», «Sinopet», «CNOOC» и «Shanxi Yanchang Petroleum Group») и ряд зарубежных партнеров («Shell», «Chevron», «ConocoPhillips», BP, «EOG Resources», «Newfield Exploration»), имеющих планы по развитию бизнеса по добыче сланцевого газа в Китае.

«CNPC» оценивает начальные суммарные ресурсы сланцевого газа КНР в 36,8 трлн м³. Извлекаемые ресурсы на глубине менее 2 тыс. м составляют 10,87 трлн м³, доказанные запасы — 10,23 млрд м³.

Оценки основаны на предельных геологических и технологических возможностях без учета экологических, экономических и социальных факторов. Реально добыча сланцевого газа в КНР не превысит 5–7 млрд м³/год после 2020 г. Проекты по разведке и добыче сланцевого газа сконцентрированы в бассейне Sichuan. Этот регион является одним из наиболее развитых газодобывающих районов в Китае с разветвленной газотранспортной системой, что чрезвычайно важно при добыче низконапорного сланцевого газа.

«PetroChina» (дочерняя компания «CNPC») проводит геолого-разведочные работы по сланцевому газу в бассейне Sichuan, являясь партнером практически всех международных компаний, работающих в регионе. «PetroChina» пробурила здесь 7 скважин. В сентябре 2010 г. было анонсировано, что все пилотные скважины дали притоки газа.

В декабре 2010 г. «Sinorec» сообщила, что ее первая скважина для добычи сланцевого газа (Yuanba-1), пробуренная в северо-восточной части бассейна на глубинах 4035–4110 м, получила приток газа.

В 2011 г. «PetroChina» и «Sinorec» пробурили несколько горизонтальных скважин в различных частях бассейна в режиме тестирования. После этого планируется начать бурение скважин для начала промышленной добычи газа. Планы компаний на пробуренных в регионе скважинах — довести ежегодную добычу к 2015 г. до 1–1,5 млрд м³.

В 2008 г. «Chevron» совместно с «CNPC» начала работы по подготовке к добыче сланцевого газа на блоке Chuandongbei в бассейне Sichuan. Ведется бурение нескольких тестовых скважин. В сентябре 2010 г. «Chevron» подписала соглашение с «Sinorec» относительно разработки блока Guiyang. В марте 2010 г. компания «Shell» объявила о подписании соглашения о разделе продукции на 30 лет с правительством Китая о разработке блоков сланцевого газа в бассейне Sichuan, куда в ближайшие годы «Shell» планирует инвестировать ежегодно около 1 млрд долл.

Индия. Перспективы добычи сланцевого газа в Индии специалисты связывают с тремя бассейнами — Cambay, Krishna Godavari, Cauvery. Несмотря на то что добыча сланцевого газа бассейна Cambay (оператор разработки — «OVL») для Индии является приоритетным направлением, программы освоения месторождений не разработаны. В бассейне Cambay пробурено две скважины (горизонтальная и вертикальная). При применении ГРП в одной из скважин получены притоки углеводородов, в том числе газа из сланцевых отложений. В ходе работ по поиску углеводородов в бассейне Krishna Godavari пробурено 16 скважин, позволяющих исследовать перспективы добычи сланцевого газа в отложениях бассейна Cambay.

В сентябре 2010 г. «ONGC» пробурила первую в Индии скважину в нефтегазоносном районе Raniganj бассейна Cauvery. Бурение скважины завершено в январе 2011 г., получены притоки сланцевого газа.

Австралия. Крупнейшим континентальным нефтегазоносным регионом страны является бассейн Cooper, разработка нефтегазовых запасов которого начата в 1960 г. В бассейне расположены также отложения сланцевого газа. В октябре 2010 г. компания «Beach Energy» завершила бурение вертикальной скважины для добычи сланцевого газа, получены первые притоки. Активные поисково-разведочные работы также ведут «Santos» и «Drill Search Energy». В апреле 2010 г. «AWE» провела исследование пяти образцов керна эксплуатационной скважины на севере бассейна Perth, обнаружив сланцевые отложения в интервале глубин 1600–3200 м. В 2011 г. компания пробурила вторую скважину на глубину до 3200 м до сланцев Kockatea и Caryginia.

В августе 2010 г. индийская компания «Bharat Petro Resources» подписала договор о приобретении половины проекта EP413 и TP/15 по разработке сланцевого газа бассейна Perth. Оператором проекта является австралийская независимая нефтегазовая компания «Norwest Energy».

Перспективы разработки сланцевого газа. Характерным признаком экономики сланцевой газодобычи являются очень короткие инвестиционные циклы проектов. Для крупных мировых газовых проектов инвестиционные циклы могут измеряться десятилетиями, и необходимо рассчитывать экономическую эффективность — гарантии сбыта и приемлемых цен — на весь срок. Короткий период разработки и действия сланцевых скважин позволяет более оперативно реагировать на рыночную ситуацию и корректировать инвестиционную политику.

Добыча газа из низкопроницаемых сланцевых пород существенно отличается от традиционной газодобычи. На начальном этапе пробуренные эксплуатационные скважины дают высокий приток газа, который уже через год сокращается на 55–85%. После трех лет эксплуатации сланцевая скважина обеспечивает в среднем около 14% начального дебита [Первые пять лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? 2012]. Быстрая потеря продуктивности скважин требует постоянного бурения новых, которые позволяют поддерживать добычу на высоком уровне. В последнее время началось массовое применение веерного и кустового бурения, а также повторного ГРП, что позволяет повысить продуктивность скважин, обеспечивая высокую газоотдачу.

Таким образом, можно говорить о появлении новой экономики добычи углеводородов, отличной от экономики обособленной га-

зодобычи или нефтедобычи, в основе которой лежит комплексная добыча углеводородов: сухого газа, жирного газа, газоконденсатных жидкостей и нефти. Новая подотрасль газового бизнеса США готова стать мировым лидером и экспортировать свои «ноу-хау» по всему миру.

По некоторым прогнозам [Коржубаев, Меламед, Филимонова, 2011], добыча сланцевого газа в мире к 2020 г. может превысить 200 млрд м³, а к 2030 г. – достичь 290–300 млрд м³, что составит лишь 6–6,5% суммарной добычи газа. Крупнейшими производителями сланцевого газа будут США, Канада, Китай и Австралия (табл. 2).

Таблица 2

Прогноз добычи сланцевого газа по странам мира до 2030 г., млрд м³
(средние значения) [Коржубаев, Меламед, Филимонова, 2011]

Регион, страна	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
США	126	168	183	210	230
Канада	8	10	12	16	21
Мексика	0	1	3	5	6
Россия	0	0	0	0	3
Китай	0	1	7	7	7
Австралия	0	0	2	4	5
Индия	0	0	1	1	1
Прочие страны АТР	0	0	3	3	3
Мир в целом					
Сланцевый газ	134	181	229	271	312
Газ, всего	3136	3562	3977	4369	4563
Доля сланцевого газа, %	4,27	5,08	5,76	6,27	6,90

Себестоимость разработки сланцев. Сланцевые углеводороды в течение 80 лет оставались невостребованными из-за нерентабельности их добычи. Длительная и целенаправленная работа, проводившаяся в США на протяжении 40 лет, подготовила технологические условия для промышленного освоения сланцевых углеводородов. И лишь в начале нового тысячелетия, когда выросли мировые цены на нефть и газ, промышленная добыча сланцев стала экономически оправданной. Перепроизводство газа, возникшее в 2012 г. на внутреннем рынке США, привело к сокращению цен на газ и вновь поставило вопрос о нерентабельности разработки сланцев и о банкротстве компаний этого сектора.

Под стоимостью газа на устье скважины в США понимают затраты на его добычу (извлечение), которые включают: износ и амортизацию оборудования, налоги на добычу, административные и эксплуатационные расходы, а также расходы по процентам, т.е. стоимость заемного капитала.

В приведенной калькуляции не отражены капитальные затраты, эффект от которых может быть растянут на длительный период, поэтому их трудно учесть в определенный год. Нет также отчислений по роялти, рассчитываемых для каждого проекта и компании индивидуально. В силу сказанного приведенный анализ характеризует преимущественно операционные затраты, их величина значительно варьирует по компаниям и территориальной принадлежности месторождений. Так, по оценке американской компании «Epsara», цена газа должна находиться в диапазоне от 140 до 210 долл./тыс. м³. В обзоре МЭА отмечается, что при ценах ниже 106 долл./тыс. м³ роста добычи газа не будет, он станет возможным лишь при ценах на Henry Hub⁶ от 140 долл./тыс. м³ и выше к 2014 г.

В целом при операционных затратах на добычу сланцевого газа 80–150 долл./тыс. м³ и амортизации 100–200 долл./тыс. м³ полномасштабная реализация проектов освоения месторождений сланцевого газа может быть обеспечена только при уровне цен реализации потребителю не менее 350–500 долл./тыс. м³.

Эти оценки относятся исключительно к сухому газу. Там же, где продукты добычи включают жирный газ, NGL (Natural Gas Liquids) либо нефть, экономика добычи сланцевого газа оказывается заметно более благоприятной для производителя в силу небывало высокого отрыва цен на NGL и нефть от цен на сухой газ. В результате газ, по сути, становится побочным продуктом с практически нулевой себестоимостью.

Несмотря на то что разработка сланцевого газа менее рентабельна, чем разработка традиционного природного газа, те страны, которые заинтересованы не столько в рентабельности газового бизнеса, сколько в энергетической безопасности, будут его развивать. Что касается Соединенных Штатов, которые первыми в мире начали промышленную разработку сланцевого газа, то при всех неопределенностях и огромном разбросе текущих и перспективных оценок *сланцевый газ уже изменил как внутренний рынок США, так и роль этой страны в мировой энергетике, оказав глубокое влияние на перспективы использования ископаемых топлив, возобновляемую энергетику, финансирование энергетических проектов, торговый баланс, энергетическую безопасность страны.*

⁶ Henry Hub – крупнейший в США центр спотовой и фьючерсной торговли природным газом в США.

Сланцевые углеводороды в России. По оценке EIA [U.S. Energy Information Administration, 2013], технически извлекаемые запасы сланцевых углеводородов (нефти и газа) в 41 государстве составляют 345 млрд баррелей, почти половина ресурсов сосредоточена в трех странах: России (75 млрд баррелей), США (58 млрд баррелей)⁷ и Китае (32 млрд баррелей).

Наличие сланцевого газа в России установлено десятки лет назад в пределах Тимано-Печорской провинции и Сибирской платформы. Сланцевый газ содержится также в месторождениях Балтийского и Донецкого бассейнов, имеет существенное распространение на территории России и Украины, в отложениях Енисейского кряжа в районе Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазо-накопления, в геологических формациях Анабарского щита, где наблюдается выход на поверхность одноименных битуминозных сланцев, а также в ряде других регионов.

Однако специально месторождения сланцевого газа в России не разведываются, так как экономической целесообразности в его добыче пока нет и в ближайшие годы не предвидится [Коржубаев, Меламед, Филимонова, 2011].

Российские запасы сланцевой нефти – это углеводороды, расположенные в баженовской, абалакской, фроловской свитах – породах Западной Сибири со сверхнизкой проницаемостью, но высокой нефтенасыщенностью. Они залегают на глубинах более 2 км и распространены на огромной территории.

В настоящее время все проекты по сланцевой нефти в России находятся на ранней стадии разработки, и экономическая эффективность их освоения в промышленных масштабах еще не доказана.

Стоимость скважины по добыче сланцевой нефти может быть в четыре раза выше стоимости традиционных скважин, а дебиты подобных скважин сокращаются кратно в первые годы эксплуатации, что требует серьезных технологических решений для поддержания добычи. Просто перенести опыт американских компаний, активно наращивающих добычу сланцевой нефти, в российские условия не получится. Геология подобных проектов неоднородна и серьезно различается в зависимости от регионов, до последнего времени их разработка прибыльной не была. Добыча сланцевой нефти будет привлекательней добычи традиционной нефти, только если будут приняты налоговые льготы.

Самым высоким ресурсным потенциалом сланцевой нефти в России располагает Баженовская свита. По данным Минприроды России, суммарные запасы по Баженовской свите (по государственному балансу на начало 2012 г.) составляли 501 млн т

⁷ Данные по США, скорее всего, вскоре будут значительно пересмотрены.

(284 млн т по категориям А+В+С₁ и 217 млн т по категории С₂)⁸. Большая часть запасов находится в нераспределенном фонде недр (368 млн т) и на балансе добывающих предприятий (133 млн т). Основная часть запасов – 489 млн т – залегают на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Баженовская свита относится к трудноизвлекаемым запасам: низкая проницаемость пород – основное препятствие для ее промышленного освоения. Вместе с тем она содержит значительный объем углеводородов. Особенностью комплекса, определяющей его промышленную ценность, является хорошая насыщенность нефтью высокого качества – легкой, малосернистой и без других вредных примесей, требующей меньших затрат на первичную и глубокую переработку (типа марки «Brent»).

Снижают привлекательность освоения Баженовского нефтегазового комплекса высокие риски, связанные с использованием традиционных технологий [Коржубаев, Филимонова, Эдер, 2012]. В частности, свыше 80% извлекаемой нефти комплекса отнесены не к запасам, а к ресурсам, т.е. даже установление их точного географического местонахождения требует геологоразведочных работ. Далее, аномально высокое пластовое давление при наличии трещинной составляющей обуславливает сложность технологии первичного и вторичного вскрытия при строительстве скважин, а также влияет на характер их работы.

В мировой практике сложился достаточно богатый опыт использования различных технологий при освоении залежей, схожих по свойствам с Баженовской свитой. Наиболее эффективными технологиями оказываются бурение горизонтальных скважин и множественные ГРП. В условиях России проявляются такие недостатки названных способов, как высокие затраты, дефицит установок горизонтального бурения, а также более чем скромный отечественный опыт их применения.

Разработка залежей нефти Баженовской свиты ведется лишь на шести месторождениях, при этом нефтепроявления в ней зафиксированы более чем на 70% площади Западной Сибири. Промыш-

⁸ В России действует классификация запасов полезных ископаемых с разделением их на четыре категории: А, В, С₁ и С₂. К категории А принадлежат детально разведанные запасы полезных ископаемых. К категории В относятся предварительно разведанные запасы полезных ископаемых. Категория С₁ включает запасы разведанных месторождений сложного геологического строения, а также слабо разведанные запасы полезных ископаемых на новых площадях или на площадях, непосредственно прилегающих к детально разведанным участкам месторождений. К категории С₂ относятся перспективные запасы, выявленные за пределами разведанных частей месторождений на основании толкования их геологического строения с учетом аналогии сходных и подробно разведанных тел полезных ископаемых.

ленная нефтеносность Баженовской свиты в настоящее время установлена на Салымском месторождении, на котором уже в течение ряда лет ведется опытная эксплуатация. Общий объем производства «баженовской» нефти в России составил в 2011 г. 512 тыс. т [Толкачев, Толкачев, 2013]. Разработка Баженовской свиты позволит сохранить стабильный уровень добычи нефти в России по крайней мере до 2020 г.

Правительством РФ принято решение стимулировать добычу трудноизвлекаемых запасов с помощью налоговых льгот на добычу полезных ископаемых (НДПИ). По закону, принятому в 2013 г., ставка НДПИ при добыче трудноизвлекаемой нефти применяется дифференцированно в зависимости от некоторых критериев месторождения: показателя проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения и размера насыщенности пласта. Для четырех российских залежей с «трудной» нефтью – Баженовской и Абалакской (Восточная Сибирь), Хадумской на Кавказе и Доманиковой на Урале – ставки на добычу полезных ископаемых были обнулены, а другие месторождения получили скидку на НДПИ в размере от 20 до 80%. Новые поправки в закон предусматривают освобождение от НДПИ на срок до 4 лет и расширение списка месторождений, подпадающих под его действие.

Эти меры помогут сделать экономически рентабельной разработку трудноизвлекаемых запасов, что, безусловно, даст положительный бюджетный эффект: стимулирующие меры (уже принятые и прописанные в новом законопроекте) позволят в перспективе добывать 10–15 млн т/год «трудной» нефти, а до 2030 г. добыча такой нефти достигнет 350 млн т и принесет в госбюджет дополнительные 2 трлн руб.

Добыча сланцевых ресурсов имеет значительный потенциал, но только будущее покажет, насколько этот рост реализуем с экономической точки зрения, признал директор ЕИА Адам Сиемински [Львов, 2013]. Мировой спрос на нефть составляет сейчас около 90 млн баррелей в день. Получается, что всех запасов сланцевой нефти хватит, чтобы обеспечить глобальную потребность в энергоресурсах примерно на 10,5 лет.

Газогидраты в АТР. Природные газогидраты являются уникальным источником газа, обладающим колоссальными ресурсами. Это образованные водой и газом твердые структуры, по виду напоминающие спрессованный снег. Они представляют собой кристаллическую решетку льда с молекулами газа внутри нее. На сегодняшний день выявлены три типа газогидратов (I, II и H). Газогидраты типа I наиболее распространены; они представлены преимущественно молекулами биогенного метана. Газогидраты типов II и H могут содержать более крупные молекулы, составля-

ющие термогенный газ. При извлечении газогидратов на поверхность они легко распадаются на воду и газ, причем из 1 м³ газогидратов может выделиться до 180 м³ природного газа [Анфилатова, 2008].

Гидрат метана – это пример чистого и потенциально огромного энергетического ресурса. Для высвобождения метана из газогидратов потребуется примерно в 15 раз меньше энергии по сравнению с количеством содержащейся в самом метане тепловой энергии [Хавкин, Табакаева, 2012].

По некоторым оценкам, 98% запасов газогидратного газа залегают на морских континентальных окраинах и 2% – в районах вечной мерзлоты на суше. Данные исследований арктических газогидратов показывают, что в регионах вечной мерзлоты они могут существовать на глубинах от 130 до 2000 м от поверхности. Примерно 10% площади Мирового океана являются потенциально газогидратоносными. Глубоководным бурением газогидраты были вскрыты юго-восточнее и западнее США, вблизи Канады, Перу, Коста-Рики, Гватемалы и Мексики, у берегов Японии, в Мексиканском заливе. Они обнаружены также в Средиземном, Черном, Каспийском, Южно-Китайском морях, у берегов Калифорнии, Южной Кореи, Индии и в других местах (рис. 7).

По некоторым оценкам [Анфилатова, 2008], суммарное количество природного газа в газогидратных скоплениях мира огромно: от 14 до 34 000 трлн м³ в зонах вечной мерзлоты на суше и от 3100 до 7 600 000 трлн м³ в акваториях. Текущая оценка количества метана в газогидратных скоплениях мира составляет около 20 000 трлн м³, что почти на два порядка больше, чем остающиеся извлекаемые ресурсы традиционного природного газа (250 трлн м³).

Однако относительно детально изучено небольшое число газогидратных скоплений:

- газогидратное скопление на хребте Блейк (юго-восточная континентальная окраина США) содержит геологические запасы газа в гидратной форме порядка 37,7 трлн м³ и 19,3 трлн м³ свободного газа под газогидратами;

- сейсмически оконтуренное газогидратное скопление на континентальном шельфе Каскадия (Канада) площадью около 6 тыс. км² может содержать около 2,8 трлн м³ газа;

- ресурсы газа в газогидратном скоплении Маллик в северной Канаде могут составлять около 110 млрд м³;

- предварительные результаты по скважинам в прогибе Нанкай (Япония) показывают, что в интервале глубин от 207 до 265 м присутствуют три песчаные стратиграфические единицы общей мощностью около 16 м. Здесь предполагается присутствие обширного газогидратного скопления (160 км²), содержащего 121 млрд м³

газа. По оценкам, все газогидратные скопления в прогибе Нанкай могут содержать до 60 трлн м³ газа.



Рис. 7. Подтвержденные и предполагаемые газогидратные месторождения. Темно-серым цветом отмечены предполагаемые месторождения, светло-серым – подтвержденные. Источник: информационная справка «Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки» аналитического центра при Правительстве РФ (декабрь 2013 г.)

В 2006 г. открыто еще одно крупное газогидратное скопление вблизи дна Японского моря, в 30 км севернее Дзьюцу (префектура Ниигата) на глубине 800–1000 м. Запасы газа в этом скоплении оцениваются в 7 трлн м³. При нынешнем уровне потребления природного газа этих запасов Японии хватило бы на 100 лет.

В 2007 г. Южная Корея обнаружила крупные скопления газогидратов между Южной Кореей и Японией, что может обеспечить ее потребности в газе на 30 лет.

В том же году в северной части Южно-Китайского моря Китай выявил запасы газа в газогидратах в объеме более 100 млн тнэ, что составляет примерно треть годового потребления нефти Китая.

По оценкам Американской газовой ассоциации (2003), геологические ресурсы газа в газогидратных скоплениях США составляют 9056 трлн м³, поэтому, если удастся извлечь хотя бы 1% газа из этих скоплений, Соединенные Штаты будут обеспечены газом на протяжении 100 лет. Газогидраты на Северном склоне Аляски могут содержать порядка 16,7 трлн м³ газа, т.е. намного больше ресурсов традиционного газа в этом регионе [Анфилатова, 2008]. США рассматривают эти ресурсы как стратегический резерв, способный обеспечить энергетическую безопасность страны в будущем.

По данным компании «NRC», канадские газогидраты содержат 45–800 трлн м³ газа [Анфилатова, 2008].

Прогнозные ресурсы газа в газогидратах Индии оценены в 1894 трлн м³; около 55 трлн м³ прогнозных ресурсов установлено у восточного побережья Индии.

Однако для рентабельной добычи газогидратов требуется решить принципиальные технические и экономические задачи: концентрация их в большинстве морских скоплений очень низкая, что создает проблемы в отношении технологии добычи газа из широко разбросанных скоплений. Кроме того, в большинстве случаев морские газогидраты выявлены в неконсолидированных осадочных разрезах, обогащенных глиной, что является причиной незначительной проницаемости отложений или ее отсутствия.

В настоящее время главным препятствием для разработки месторождений газогидратов является высокая стоимость добычи. Так, месторождение Мессояжское в России начали разрабатывать с помощью закачки метанола для расщепления гидратов, однако проект признан нерентабельным из-за высокой стоимости метанола [Хавкин, Табакаева, 2012]. Тем не менее опыт разработки Мессояжского месторождения в Западной Сибири показал, что добыча свободного «подледного» природного газа оказывается экономически выгодной. В процессе этой добычи падает пластовое давление, начинает таять газонасыщенный лед, что обеспечивает рентабельную и долговременную добычу газа [Анфилатова, 2008].

В последние годы Япония, Индия и США приступили к выполнению национальных программ по дальнейшему изучению потенциала газогидратов, причем в Японии создан консорциум из нефтяных компаний. Кроме того, Китай планирует в этом десятилетии направить 100 млн долл. на газогидратные исследования. Южная Корея предполагает к 2015 г. разработать технологию добычи газа из газогидратов [Анфилатова, 2008].

Результатом усилий японского консорциума стала первая в мире пробная разработка подводного газогидратного месторождения, осуществленная «Japan Oil, Gas and Metals National Corp.». Первая пробная партия природного газа добыта из поддонных залежей гидрата метана в районе разлома Нанкай, находящегося в Тихом океане в 50 км от побережья главного японского острова Хонсю. Ствол скважины с исследовательского судна «Тикю» прошел километровую толщу воды и достиг залежей газогидратов на глубине 300 м ниже уровня дна. Суммарные запасы разломной зоны оценены в 1,1 трлн м³, что эквивалентно более чем десятилетнему потреблению Японией СПГ. В случае успеха пробной разработки промышленную разработку месторождения у города Нагоя начнут в 2018 г.

Аналогичные исследования и пробная добыча газа из газогидратов многолетнемерзлых пород велись в США и Канаде.

По оценкам «Газпрома», примерные запасы газогидратов в России составляют 1400 трлн м³. Крупные месторождения природных гидратов находятся в зонах вечной мерзлоты в Якутии, Западной Сибири. Газогидратные скопления имеются на 30% территории России. На суше выявлены такие газогидратные объекты, как Ямбургское и Бованенковское газоконденсатные месторождения, Улан-Юряхинская антиклиналь (стабильные гидраты), а также реликтовые газогидраты на Чукотке и в Колымском крае [Хавкин, Табакаева, 2012]. Эти месторождения содержат внутримерзлотные газогидратные залежи (реликтовые газогидраты, находящиеся вне современной зоны термодинамической стабильности газовых гидратов).

Предварительные оценки предполагают наличие 45–75 трлн м³ газогидратного газа в Черном море. Разведывательные экспедиции обнаружили метангидратные залежи под донным слоем на глубинах 300–1000 м. Значительная их часть расположена у российского побережья.

Добыча газа из газогидратов в значительном объеме в ближайшие 30–50 лет маловероятна, однако в развитых странах, обладающих небольшими традиционными энергетическими ресурсами (Япония), а также в государствах с уникальными местными экономическими условиями, например расположенностью газогидратных скоплений вблизи скоплений традиционных энергетических

ресурсов (США, Северный склон Аляски), газогидраты могут стать источником природного газа уже в следующие 5–10 лет.

Именно разработка газогидратов, а не сланцевого газа приведет к кардинальным трансформациям на мировом энергетическом рынке и значительно изменит общую ситуацию с распределением газовых потоков.

Разработка сланцевых углеводородов, газогидратов и прочих нетрадиционных углеводородов по-прежнему ориентирована на рост добычи ископаемого топлива, которая становится все более дорогостоящей и приводит к «перекачке» средств в ресурсодобывающий сектор экономики.

Технологии добычи сланцев принципиально новыми не являются, поскольку первоначально ГРП и горизонтальное бурение использовали при разработке традиционных углеводородов. Так, скважинная технология добычи нефти, пришедшая на смену колодезному способу, при котором нефть черпали ведрами из колодцев, стала настоящей революцией — качественным скачком в освоении нефтяных ресурсов, в результате которого уже в начале 1860-х годов объемы добычи выросли на два порядка.

В период 2013–2050 гг. мировому сообществу предстоит сформировать новые эффективные способы выработки энергии, принципиально отличные от тех, которые основаны на втором начале термодинамики. Впереди *энергетический переход к устойчивому «нулевому росту»*, поскольку возможности дальнейшего наращивания энергопотребления с прежними темпами в рамках существующих технологий выработки энергии исчерпаны. Разработка нетрадиционных углеводородов наряду с другими мерами (ростом добычи традиционных углеводородов, возобновляемых источников энергии) будет способствовать менее болезненному энергетическому переходу к «нулевому росту» и стабилизации достигнутых уровней энергопотребления.

Мир стоит на пороге энергетической революции, содержанием которой будет переход от индустриальной к постиндустриальной энергетике. Если энергетика индустриальной фазы — это крупные централизованные источники энергии на ископаемом топливе с ориентацией на возрастающий валовой поток энергии, то энергетика постиндустриальной фазы будет ориентирована на использование энергии возобновляемых источников [Тренды и сценарии развития мировой энергетике в первой половине XXI века, 2011]. По сути, это переход от топливной энергетике к нетопливной, от сжигания ископаемого топлива к совершенно новым физическим и технологическим принципам выработки энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анфилатова Э.А. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 4.
2. Багреев А.Д. Военное искусство капиталистических государств 1939–1945 гг. М.: ВИ, 1960.
3. Владимиров В. Безопасность в АТР: проблемы и перспективы // Обозреватель – Observer. 1993. № 27 (31).
4. Ергин Д. Добыча. (Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть.) М.: ДеНово, 1999.
5. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения. Новосибирск: Гео, 2007.
6. Коржубаев А.Г., Меламед И.И., Филимонова И.В. и др. Энергетическая кооперация с АТР как фактор обеспечения экономических и геополитических интересов России в мире: предпосылки, стратегические ориентиры, проекты. Владивосток: Изд-во Дальневост. фед. ун-та, 2011.
7. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Сланцевый газ в системе газообеспечения: сырьевая база, условия освоения и прогноз добычи // Газовая промышленность. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. 2012. № 676.
8. Кузьмин В.И. Законы квантования в природе и технологиях. М.: Академия военных наук, 2004.
9. Львов В. Нефть из сланца // Нефтегаз.Ru. 26.06.2013 г. Доступ: <http://neftegaz.ru/analysis/view/8079> (дата обращения: 20.01.2014).
10. Николаи Г.Ф. Биология войны. Мысли естествоведа. М.: ЛКИ, 2007.
11. Первые пять лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? Информационно-аналитический обзор Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН / Под ред. А. Макарова, Т. Митровой, В. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2012.
12. Пичков О.Б. Нетрадиционные источники газа и энергетическая безопасность России // Международные процессы. 2012. Т. 10. № 2 (29). С. 95–100.
13. Пронина Е.Н. Критические уровни в мировой динамике потребления первичных энергетических ресурсов // Экономические науки. 2009а. № 5 (54). С. 333–340.
14. Пронина Е.Н. Мировая динамика потребления энергетических ресурсов с древнейших времен до наших дней. М.: Спутник+, 2013.
15. Пронина Е.Н. Современные тенденции развития мировой экономики. М.: Современная экономика и право, 2009б.
16. Самуэльсон П. Экономика. М.: МГП «Алгон»; ВНИИСИ, 1992.
17. Скрыбина М.С. Перспективы «сланцевой революции» и проблемы энергетики Китая // Вестник МГИМО-Университета. 2013. № 1 (28). С. 118–124.
18. Совершенно секретно! Только для командования! Стратегия фашистской Германии в войне против СССР. Документы и материалы / Сост. полковник В.И. Дашичев. М.: Наука, 1967.

19. Толкачев М., Толкачев В. Сланцевая революция США и перспективы освоения нетрадиционных ресурсов нефти и газа России // *Вымпелнефть*. 25.09.2013 г. Доступ: <http://vimpelneft.com/news/38-slantsevaya-revolutsiya-ssha-i-perspektivy-osvoeniya-netraditsionnykh-resursov-nefti-i-gaza-gossii> (дата обращения: 20.01.2014).

20. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века / Под ред. В.В. Бушуева. М.: Энергия, 2011.

21. Хавкин А.Я., Табакаева Л.С. Инновационная технология разработки месторождений газогидратов // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2012. Вып. 1 (5).

22. British Petroleum. *Energy Outlook 2030*. Available at: <http://www.bp.com/energyoutlook2030> (accessed: 10.10.2013).

23. Chen G.C. *Energy security in the era of climate change: the Asia-Pacific experience* // *Europe-Asia Studies*. 2013. Vol. 65. P. 790–791.

24. Goldstein A., Mansfield E. *The nexus of economics, security, and international relations in East Asia*. Stanford, California: Stanford Security Studies, an imprint of Stanford University Press, 2012. Available at: <http://public.eblib.com/ebpublic/publicview.do?Ptiid=1011060> (accessed: 10.10.2013).

25. International Energy Agency. *Medium-Term Gas Market Report 2012*. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTGMR2012_web.pdf (accessed: 10.12.2013).

26. International Energy Agency. *South East Energy Outlook 2013*. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/SoutheastAsiaEnergyOutlook_WEO2013SpecialReport.pdf (accessed: 12.12.2013).

27. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2008*. Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebite/2008-1994/WEO2008.pdf> (accessed: 10.10.2013).

28. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2012*. Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/> (accessed: 10.10.2013).

29. Laherrère J. *Modelling future oil production, population and the economy* / ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas). Second international workshop on oil & gas. Paris, May 26–27 2003.

30. Laherrère J. *Peak oil and other peaks* / ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas). Presentation at the CERN meeting on 3 October 2005.

31. Leal Filho W., Voudouris V. *Global energy policy and security*. 2013. Available at: <http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4471-5286-6> (accessed: 10.10.2013).

32. U.S. Energy Information Administration. *International Energy Statistics*. Available at: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2000&eyid=2013&unit=TBDP> (accessed: 20.01.2014).

33. U.S. Energy Information Administration. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. June 2013.

34. World Bank. *World Development Indicators*. Available at: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators> (accessed: 10.10.2013).

I.I. Melamed, M.S. Prokopyeva, E.N. Pronina

**THE ASIAN-PACIFIC COUNTRIES ENERGY STRATEGIES:
CHALLENGES AND PROSPECTS (PART 1)**

*International Center for Regional Development
13 Akademika Koroleva St., Moscow, 129515*

*Moscow State Institute of Radio Engineering, Electronics and Automation
78 Prospekt Vernadskogo, Moscow, 119454*

*Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie Gory, Moscow, 119991*

The paper dwells on economic aspects of the key Asian-Pacific countries' development. Accelerated growth of these countries, first of all India and China, during the last decade was accompanied by a disproportionate increase of energy resources consumption. Economic crisis of 2008–2009 made Asian-Pacific countries fundamentally revise their energy security strategies. On the basis of a retrospective analysis of the major trends of global energy consumption the authors predict the growth of conventional energy resources deficit, which will lead to quality changes in fuel and energy balance. The key role in the energy security of the Asian-Pacific countries and world as a whole will be played by unconventional hydrocarbons: shale oil, gas, and gas hydrates. At the same time the authors note a drastic change in the global energy consumption with India and China progressively taking the lead. The authors come to the conclusion that at this point the global economy entered a new stage of energy transition, and its successful completion requires a genuine energy revolution.

Keywords: Asia-Pacific, world economic crisis, energy strategy, energy revolution, fossil fuels, unconventional hydrocarbons source, shale gas, gas hydrates, zero growth.

About the authors:

Igor' I. Melamed – PhD (Technical Sciences), Executive Director of International Center for Regional Development; Leading Research Fellow at the School of World Politics, Lomonosov Moscow State University (e-mail: info@mfr.ru).

Mariya S. Prokopyeva – PhD (Philosophy), Deputy Director General of International Center for Regional Development; Leading Research Fellow at the School of World Politics, Lomonosov Moscow State University (e-mail: info@mfr.ru).

Elena N. Pronina – PhD (Economics), Associate Professor at Moscow State Institute of Radio Engineering, Electronics and Automation; Leading Research Fellow at the School of World Politics, Lomonosov Moscow State University (e-mail: pvi173@rambler.ru).

REFERENCES

1. Anfilatova E.A. 2008. Analiticheskii obzor sovremennykh zarubezhnykh dannyykh po probleme rasprostraneniya gazogidratov v akvatoriyakh mira [Analytical review of contemporary foreign data on gas hydrate dissemination in the offshore areas]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, vol. 3, no. 4. [In Russ.].
2. Bagreev A.D. 1960. *Voennoe iskusstvo kapitalisticheskikh gosudarstv 1939–1945* [Military art of capitalist states, 1939–1945]. Moscow, Vi Publ. [In Russ.].
3. Vladimirov V. 1993. Bezopasnost' v ATR: problemy i perspektivy [Security in Asia-Pacific: challenges and perspectives]. *Obozrevatel'— Observer*, no. 27 (31). [In Russ.].
4. Yergin D. 1991. *The prize: The epic quest for oil, money, and power*. New York, Simon & Schuster [Russ. ed.: Ergin D. 1999. *Dobycha*. Moscow, DeNovo Publ.].
5. Korzhubaev A.G. 2007. *Neftegazovyi kompleks Rossii v usloviyakh transformatsii mezhdunarodnoi sistemy energoobespecheniya* [Russia's oil and gas complex in the context of transformation of international energy security systems]. Novosibirsk, Geo Publ. [In Russ.].
6. Korzhubaev A.G., Melamed I.I., Filimonova I.V. et al. 2011. *Energeticheskaya kooperatsiya s ATR kak faktor obespecheniya ekonomicheskikh i geopoliticheskikh interesov Rossii v mire: predposylki, strategicheskie orientiry, proekty* [Energy cooperation in Asia-Pacific in the light of Russia's global economic and geopolitical interests: prerequisites, strategic goals, projects]. Vladivostok, Far Eastern Federal University Publ. [In Russ.].
7. Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V. 2012. Slantsevyi gaz v sisteme gazoobespecheniya: syr'evaya baza, usloviya osvoeniya i prognoz dobychi [Shale gas in the gas supply system: raw materials base, feasibility, and production forecast]. *Gazovaya promyshlennost'. Netraditsionnye resursy nefii i gaza*, no. 676. [In Russ.].
8. Kuz'min V.I. 2004. *Zakony kvantovaniya v prirode i tekhnologiyakh* [Quantization laws in nature and technologies]. Moscow, Akademiya voennykh nauk Publ. [In Russ.].
9. L'vov V. 2013. Neft' iz slantsa [Shale oil]. *Neftegaz.Ru*. 26 June 2013. Available at: <http://neftgaz.ru/analysis/view/8079> (accessed: 20.01.2014). [In Russ.].
10. Nikolai G.F. 2007. *Biologiya voiny. Mysli estestvoveda* [Biology of war. Thoughts of naturalist]. Moscow, LKI Publ. [In Russ.].
11. Makarov A., Mitrovaya T., Kulagin V. (eds). 2012. *Pervye pyat' let «slantsevoi revolyutsii»: chto my teper' znaem navernyaka? Informatsionno-analiticheskii obzor Tsentra izucheniya mirovyykh energeticheskikh rynkov INEI RAS* [The first five years of “shale revolution”: what do we know now for sure? Analytical review of the Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences]. Moscow, INEI Publ. [In Russ.].
12. Pichkov O.B. 2012. Netraditsionnye istochniki gaza i energeticheskaya bezopasnost' Rossii [Unconventional gas sources and Russia's energy security]. *Mezhdunarodnye protsessy*, vol. 10, no. 2, pp. 95–100. [In Russ.].
13. Pronina E.N. 2009a. *Kriticheskie urovni v mirovoi dinamike potrebleniya pervichnykh energeticheskikh resursov* [Critical levels in global dynamics of primary energy resources consumption dynamics]. *Ekonomicheskie nauki*, no. 5 (54), pp. 333–340. [In Russ.].

14. Pronina E.N. 2013. *Mirovaya dinamika potrebleniya energeticheskikh resursov s drevneishikh vremen do nashikh dnei* [World history of energy resources consumption from the earliest times to the present days]. Moscow, Sputnik+ Publ. [In Russ.].
15. Pronina E.N. 2009b. *Sovremennyye tendentsii razvitiya mirovoi ekonomii* [Contemporary trends of global economic development]. Moscow, Sovremennaya ekonomika i pravo Publ. [In Russ.].
16. Samuelson P. A. 1985. *Economics*. New York, Mcgraw-Hill Publ. [Russ. ed. Samuel'son P. 1992. *Ekonomika*. Moscow, Algon Publ., VNIISI Publ.].
17. Skryabina M.S. 2013. Perspektivy «slantsevoi revolyutsii» i problemy energetiki Kitaya [The prospects of 'shale revolution' and challenges for Chinese energy industry]. *Vestnik MGIMO Universiteta*, no. 1 (28), pp. 118–124. [In Russ.].
18. Dashichev V.I. (ed.). 1967. *Sovershenno sekretno! Tol'ko dlya komandovaniya! Strategiya fashistskoi Germanii v voine protiv SSSR* [Top secret! For senior officers only! Nazi Germany's strategy in the war against the USSR]. Moscow, Nauka Publ. [In Russ.].
19. Tolkachev M., Tolkachev V. 2013. Slantsevaya revolyutsiya SShA i perspektivy osvoeniya netraditsionnykh resursov nefiti i gaza Rossii [The U.S. 'shale revolution' and development of Russia's unconventional gas and oil resources]. *Vympelneft'*. 25 September 2013. Available at: <http://vimpelneft.com/news/38-slantsevaya-revoljutsiya-ssha-i-perspektivy-osvoeniya-netraditsionnykh-resursov-nefti-i-gaza-rossii> (accessed: 20.01.2014) [In Russ.].
20. Bushuev V.V. (ed.). 2011. *Trendy i stsenarii razvitiya mirovoi energetiki v pervoi polovine XXI veka* [Trends and scenarios of global energy in the first half of XXI century]. Moscow, Energiya Publ. [In Russ.].
21. Khavkin A.Ya., Tabakaeva L.S. 2012. Innovatsionnaya tekhnologiya razrabotki mestorozhdenii gazogidratov [Innovative technologies of development of gas hydrate formations]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, Iss. 1 (5). [In Russ.].
22. British Petroleum. 2014. *Energy Outlook 2030*. Available at: <http://www.bp.com/energyoutlook2030> (accessed: 10.10.2013).
23. Chen G.C. 2013. Energy security in the era of climate change: the Asia-Pacific experience. *Europe-Asia Studies*, 65, pp. 790–791.
24. Goldstein A., Mansfield E. 2012. *The nexus of economics, security, and international relations in East Asia*. Stanford, California, Stanford Security Studies, an imprint of Stanford University Press. Available at: <http://public.eblib.com/eb/public/publicview.do?Ptiid=1011060> (accessed: 10.10.2013).
25. International Energy Agency. 2012. *Medium-Term Gas Market Report 2012*. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTGMR2012_web.pdf). (accessed: 10.12.2013).
26. International Energy Agency. 2013. *South East Energy Outlook 2013*. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Southeast-AsiaEnergyOutlook_WEO2013SpecialReport.pdf (accessed: 12.12.2013).
27. International Energy Agency. 2008. *World Energy Outlook 2008*. Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb/2008-1994/WEO2008.pdf> (accessed: 10.10.2013).
28. International Energy Agency. 2012. *World Energy Outlook 2012*. Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/> (accessed: 10.10.2013).

29. Laherrère J. 2003. Modelling future oil production, population and the economy. *ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas). Second international workshop on oil & gas*. Paris, May 26–27.
30. Laherrère J. 2005. Peak oil and other peaks. *ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas). Presentation at the CERN meeting on 3 October*.
31. Leal Filho W., Voudouris V. 2013. *Global energy policy and security*. Available at: <http://dx.doi.org/10.1007/978-1-4471-5286-6> (accessed: 10.10.2013).
32. U.S. Energy Information Administration. *International Energy Statistics*. Available at: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=1&cid=regions&syid=2000&eyid=2013&unit=TBDP> (accessed: 20.01.2014).
33. U.S. Energy Information Administration. 2013. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*.
34. World Bank. *World Development Indicators*. Available at: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators> (accessed: 10.10.2013).