

Л.С. РУБАН



**ИЗБРАННЫЕ ПРОИЗВЕДЕНИЯ
в 5-ти томах**

Том 4

**ЭНЕРГЕТИКА, ИННОВАЦИИ,
ЦИФРОВИЗАЦИЯ**



**МОСКВА-ПЕКИН
2022**

**ИНСТИТУТ ВОСТОКОВЕДЕНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

**ФГБОУ ВО «АСТРАХАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. В.Н. ТАТИЩЕВА»**

**ИНСТИТУТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА МЕЖДУ
КИТАЕМ И РОССИЕЙ ПРИ УНИВЕРСИТЕТЕ ЦИНХУА (КНР)**

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОЕКТ «ДИАЛОГОВОЕ ПАРТНЁРСТВО
КАК ФАКТОР СТАБИЛЬНОСТИ И ИНТЕГРАЦИИ»
(«МОСТ МЕЖДУ ЗАПАДОМ И ВОСТОКОМ»)**

Л.С. РУБАН

**ИЗБРАННЫЕ ПРОИЗВЕДЕНИЯ
в 5-ти томах**

Том 4

**ЭНЕРГЕТИКА, ИННОВАЦИИ,
ЦИФРОВИЗАЦИЯ**

МОСКВА-ПЕКИН

Academia

2022

УДК 620.9

ББК 31.15

Р 82

Рецензенты:

академик РАН Клименко А.В., Российский научный фонд

член-корр. РАН Рязанцев С.В., ИДИ ФНИСЦ РАН

Рубан Л.С.

Избранные произведения в пяти томах. Том 4. Энергетика, инновации, цифровизация / под ред. академика РАН Балего Ю.Ю., Аликберова А.К. и проф. Баевой Л.В. / ФГБУН «Институт востоковедения РАН», ФГБОУ ВО «АГУ им. В.Н. Татищева», ИССКР при Университете Цинхуа, Международный проект «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком»). Москва- Пекин: АНО ИПЦ БиблиоТВ, 2022. 325 с.

Книга рекомендована к печати Учёным советом Института востоковедения РАН и Учёным Советом Института стратегического сотрудничества Китая и России при Университете Цинхуа.

В четвёртом томе представлены исследования автора по энергетике, инновациям и цифровизации. Интерес к данному направлению обусловлен в первую очередь тем, что энергетика обеспечивает передовое экономическое развитие всех стран мира, и от неё зависит не только состояние энергетического сектора, но и всего экономического комплекса. В книге показано развитие ТЭК России и крупнейших мировых производителей нефти и газа, внедрение новых технологий и цифровизации в этот процесс, а также влияние, оказанное пандемией коронавируса COVID-19 на развитие мировой экономики и энергетических рынков. Книга предназначена для исследователей, преподавателей, аспирантов и студентов, кто изучает проблемы энергетике и инновационного развития.

ISBN 978-5-87531-142-0

© ФГБУН ИВ РАН, 2022

© Рубан Л.С., 2022

ПОСВЯЩАЕТСЯ

35-летию Международного проекта



В пяти томах избранных произведений обобщается 40-летний опыт научно-исследовательской работы профессора **Рубан Ларисы Семёновны**, доктора социологических наук, главного научного сотрудника Института востоковедения РАН, руководителя Отдела исследования проблем международного сотрудничества ИСПИ ФНИСЦ РАН и международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком»), иностранного члена Учёного совета и Почётного профессора Института стратегического сотрудничества Китая и России при Университете Цинхуа.



**Выступление профессора Рубан Л.С.
на заседании клуба Ниццы «Энергетика и геополитика».
Ницца. 2006**

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетические исследования международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») и сотрудничество в данной сфере с российскими и зарубежными партнёрами

Заниматься энергетическими исследованиями я начала в 1995 г., когда работала над монографией «Чеченский узел кавказского кризиса» и поняла, что без учёта экономических и энергетических факторов анализ этого конфликта будет не полным. Параллельно с этим проектом велось комплексное изучение Каспийского региона, результаты которого нашли отражение в трилогии: «Каспий – море проблем» (2003), «Каспий – море возможностей» (2008, в соавторстве с Е.Г. Катаевой) и «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию» (2011, в соавторстве с Калюжным В.И.).



Когда я готовила к изданию материал нашей финальной монографии по Каспию «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию» (2011 г.) совместно с В.И. Калюжным, то в работе по разделу, посвящённому безопасности в регионе, неоценимую помощь мне оказали консультации с В.В. Масориным, главкомом Военно-морского флота Российской Федерации, с которым я познакомилась в Астрахани, когда он возглавлял Каспийскую флотилию.



Слева: В.В. Масорин, главком ВМФ России,
справа: профессор Рубан Л.С.

Программа «Нефтегазовые ресурсы в контексте энергетической безопасности» в рамках проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») была начата в 1995 г.

Почему такое большое внимание мы уделяем энергетическим исследованиям? Мы в своих изданиях указывали, что российские учёные всегда отмечали, что экономический рост обязательно должен сопровождаться ускоренным, опережающим ростом энергетики, от которой напрямую зависят темпы, структура, устойчивость и безопасность экономического развития. Так, по мнению академиков В.Е. Фортова и О.Н. Фаворского, в современном мире энергетика напрямую определяет уровень и темпы социально-экономического развития стран и является технической основой цивилизации, а академик П.Л. Капица первым обратил внимание на жёсткую корреляцию между уровнем экономики и удельной энерговооружённостью государства, так как создать мощную современную экономику могут только энергетически развитые страны, сумевшие построить у себя мощный энергетический комплекс¹.

Первый этап программы был посвящён изучению Каспийского региона. Результаты исследований были опубликованы в 2003 г. в моей авторской монографии «Каспий – море проблем», презентация которой прошла в Москве в декабре 2003 г. на международной

¹ Энергетика России: проблемы и перспективы – М.: Наука, 2006. С. 13.

конференции «Правовые проблемы Каспийского, Азовского бассейнов и многоцелевое использование морских пространств».

Презентация следующей монографии «Каспий – море возможностей» (2008, в соавторстве с Е.Г. Катаевой) состоялась в сентябре 2008 г. в г. Астрахани на Межправительственной экономической конференции прикаспийских государств и юбилейном 10-м заседании международного Совета делового сотрудничества торгово-промышленных палат Каспийского региона «Деловой Каспий». Книга была передана специалистам правительственных структур и профильных Министерств и ведомств России и зарубежным партнёрам.



Юбилейное 10-е заседание международного Совета делового сотрудничества торгово-промышленных палат Каспийского региона «Деловой Каспий». Астрахань. 2008 г.

В 2011 г. в рамках международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») была подготовлена и издана монография «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию» (в соавторстве с В.И. Калюжным), посвященная 20-летию СНГ и ОАО «ЛУКОЙЛ». Презентация книги прошла в 2012 г. на международной конференции Energy Exchange «Шельф России – 2012». По традиции книги были переданы в профильные министерства и ведомства Российской Федерации и коллегам из зарубежных стран. В монографиях был дан комплексный анализ развития Каспийского региона, его экономики, состояния энергетического сектора, экологии, коммуникаций, делимитации Каспийского моря, его статуса и режима,

а также нормативно-правовые основы регулирования разведки, разработки и транспортировки морских углеводородов. В книге был опубликован проект модельного закона СНГ по шельфу. Инициатором разработки данного закона выступил Межправительственный совет по нефти и газу СНГ, являясь экспертом которого, я была руководителем рабочей группы по подготовке модельного закона по разработке морских углеводородных месторождений.



Петров Г.Г. (ТПП), академик РАН Дмитриевский А.Н. и профессор Рубан Л.С. (в центре) с делегацией Азербайджана на Международном экономическом Форуме «Каспийский Диалог». Москва. 2015 г.

С 2007 по 2012 гг. проект данного закона был обсуждён и апробирован на престижных международных конференциях и Форумах: Московском международном экономическом Форуме «ТЭК России в XXI веке», Международной энергетической неделе, Российском нефтегазовом Конгрессе, Международном экономическом Форуме «Каспийский диалог», конференциях Energy Exchange «Шельф России» и RPI.

Проект закона был представлен на рассмотрение в Министерства энергетики стран СНГ, где получил одобрение, но процесс подготовки Рамочного закона не был завершён, так как в 2012 г. Межправительственный совет по нефти и газу СНГ был упразднён.



В марте 2012 г. мы приняли участие в Международной конференции «Россия и Каспийские государства в глобальном энергетическом балансе», инициированной Фондом Карнеги и Институтом Бейкера (бывшего госсекретаря США). На этой конференции с американской стороны прозвучало заявление о том, что сланцевая революция позволит США из крупнейшего в мире импортёра углеводородов стать экспортёром нефти и газа. К этому заявлению многие российские специалисты в сфере энергетики отнеслись довольно скептически, однако будущее показало, что успех сланцевой революции в США внёс изменения в глобальный рынок энергоресурсов.

В перерыве конференции я подошла к Дж. Бейкеру и директору Института Бейкера Э. Джериджану, поблагодарила их за возможность участвовать в конференции и попросила разрешения сделать фотографию на память. После фотографирования, я спросила Бейкера: уверен ли он, что добыча сланцевой нефти и газа в США будет успешной и превратит его страну из крупнейшего мирового импортёра в экспортёра нефти и газа? Он ответил, что эксперты института твёрдо в этом убеждены, и у него нет причин сомневаться в их оценках. Дальнейшее развитие событий показало, что они были правы.



Слева - направо: Посол Э. Джиреджан, директор Института Бейкера, профессор Л.С. Рубан, Госсекретарь США Дж. Бейкер и профессор А.Е. Воробьев (РУДН).

Исследования в Каспийском регионе в рамках международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» и Совета «Наука и инновации Каспия» продолжаются. Их результаты мы докладываем на Международном экономическом Форуме «Каспийский диалог». Сопредседатели Совета – В.И. Калужный и академик Ю.Ю. Дгебуадзе, научные руководители – академики А.Э. Конторович и В.В. Рожнов, а я являюсь заместителем председателя Совета.



В январе 2003 г. в Тегеране мы приняли участие в 11-м Международном семинаре «Безопасность на Кавказе и в Центральной Азии» («Security in Caucasus and Central Asia»), организованном Институтом политических и международных исследований (IPIS). Я выступила на секции «Сотрудничество в Центральной Азии и Кавказе: Иран, региональные страны и нерегиональные державы» (The Cooperation in Central Asia and the Caucasus: Iran, Regional Countries and the Transregional c

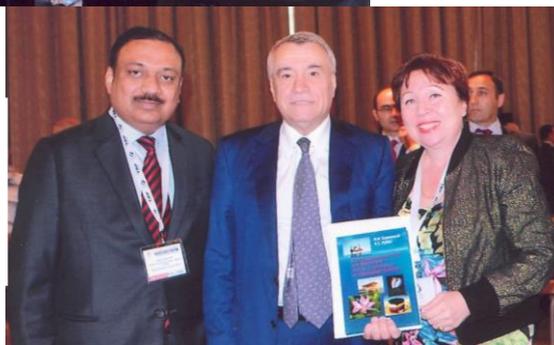
докладом «Характеристика геополитической и военно-стратегической ситуации на Северном Кавказе и в бассейне Каспийского моря в контексте безопасности» (The Characteristic of the Geopolitical and Military Strategic Situation in North Caucasus and Caspian Sea Basin in Context Security). Я также имела возможность проконсультироваться по интересующим меня вопросам у спецпредставителя ИРИ по Каспию господина Мехди Сафари (бывшего Посла ИРИ в РФ).

В 2014 г. по приглашению Президента компании SOCAR (Азербайджан) мы участвовали в XVIII Международной Каспийской конференции «Нефть и газ Каспия», где я выступила с докладом, по проблеме экологической безопасности бассейна Каспийского моря, как бессточного водоёма с богатыми биологическими ресурсами и крупнейшим в мире стадом осетровых рыб. В ходе конференции прошли встречи и консультации с Министром энергетики Азербайджана Н. Алиевым и руководством компании ГНКАР. Азербайджанской стороне были переданы монографии по Каспию и буклеты проекта.



**Баку,
3-5 июня
2014 г.**

**Участие
в 18-й международной
Каспийской
конференции
«Нефть и газ
Каспия – 2014»**



Второй этап программы нефтегазовые ресурсы в контексте энергетической безопасности международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») был начат в 2003 г. и посвящён восточному

направлению энергетической политики и дипломатии России. В 2005 г. в Центре «Восток-Запад» (Гонолулу, США) в рамках экономической программы POSCO я работала над проектом «Экспорт российской нефти в Северо-Восточную Азию как фактор стабильности и сотрудничества в регионе». Среди специалистов шла активная дискуссия о том, какой маршрут восточного нефтяного экспорта является оптимальным для России: на Дацин, из Восточной Сибири на побережье Тихого океана (ВСТО) или ВСТО с ответвлением на Дацин, и хватит ли у РФ ресурсов для обеспечения этого экспорта?

В 2005 г. на базе центра «Восток-Запад» мною были начаты международные экспертные опросы. Первые итоги были подведены в 2006 г. в монографии «Геостратегические интересы Российской Федерации на Дальнем Востоке» (в соавторстве с Катаевой Е.Г. и Хегаем В.К.), презентация книги прошла на I-ой Международной неделе нефти и газа в Москве в ноябре 2006 г.



2006 г. был очень насыщенным: кроме Кремлёвского Форума ТЭК и Российского нефтегазового Конгресса я представила результаты наших исследований в докладах на международной конференции «G-8» по энергетической безопасности, I-ой Международной энергетической неделе и заседании Энергетического клуба Ниццы («CLUB de NICE») – «Энергетика и геополитика».

Большой удачей для меня была возможность участвовать в Кремлёвском Форуме ТЭК – Московском международном экономическом Форуме «ТЭК России в XXI веке», на котором выступали крупнейшие энергетики, нефтяники и газовики, представители НГ-компаний России и зарубежных стран, а также государственные деятели, отвечающие за реализацию энергетической стратегии нашей страны.

**Международная
энергетическая неделя.
Москва. 28 октября 2013 г.**



Международная конференция по энерго-безопасности «G-8». г. Москва. 2006 г.



**Передача результатов исследований
Министру промышленности и энергетики
России В.И. Христенко и президенту
«ЛУКОЙЛ» В.Ю. Алекперову.**



Большой честью для меня было приглашение выступить уже на I-ом Форуме в 2003 г. с докладом «Разработка нефтегазовых ресурсов Каспия должна начинаться «с нуля» по освоению каспийских УВ-ресурсов, который был опубликован в журнале «Нефть России» № 9 в 2004 г. За участие в Форуме я была награждена дипломом и памятной медалью.



В рамках проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком»), также проводятся исследования по Дальнему Востоку и Азиатско-Тихоокеанскому региону, их результаты опубликованы в монографиях: «Геостратегические интересы Российской Федерации на Дальнем Востоке» (2006, в соавторстве с Катаевой Е.Г. и Хегаем В.К.) и «Восточный маршрут российских углеводородов» (2008, Рубан Л.С.),

выпущенной совместно с Цинхуа, за которую и участие в Форуме мне вручили серебряную медаль, золотой диплом и нагрудный знак Кремлёвского Форума ТЭК (Московского международного экономического Форума «ТЭК России в XXI веке»). Спонсором издания выступила Китайская национальная нефтяная компания (CNPC). Половина тиража монографии была торжественно передана университетам и научно-исследовательским организациям Китая.



Торжественное вручение золотого диплома, серебряной медали и нагрудного знака VI-го Всероссийского Форума «ТЭК России в XXI веке» руководителю проекта «Диалоговое партнерство как фактор стабильности интеграции», профессору Рубан Л.С.

г. Москва. 4 апреля 2008 г.



Для упрочения сотрудничества наших стран в области энергетики Университет Цинхуа стал инициатором проведения Российско-китайских энергетических саммитов, первый из которых состоялся в Пекине в сентябре 2006 г., а второй – в Москве в апреле 2008 г. в рамках Всероссийского экономического форума «ТЭК России в XXI веке». Мы были соорганизаторами II-го Российско-Китайского саммита. На саммите мы провели секцию по нефтегазовой тематике и презентацию моей книги «Восточный маршрут российских углеводородов» (2008) и передали её китайским партнёрам.

16 декабря 2010 г. на заседании «Освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока» Комитета по экономической стратегии и развитию ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ и международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор

стабильности и интеграции» состоялась презентация монографии «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – АТР (в экспертных оценках)», за которую меня наградили золотым дипломом за подписью Е.М. Примакова и Почётным знаком «Меркурий» Торгово-промышленной палаты РФ.



Заседание в Торгово-промышленной палате РФ. Москва. Декабрь 2010.

На данном заседании прошла передача аналитических материалов нашего проекта в Администрацию Президента и Правительство России, а также представителям Посольств стран АТР для университетов, где ведётся изучение русского языка. Повторно презентация книги прошла на Московском международном экономическом форуме «ТЭК России в XXI веке» в апреле 2011 г.

В декабре 2012 г. была опубликована монография «Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках)», презентации которой прошли на I-м мировом Форуме по политике и энергетике в Пекине в декабре 2012 г. и Московском Форуме «ТЭК России в XXI веке» 11 апреля 2013 г. В мае 2013 г. вышло 2-е издание монографии, в котором показаны результаты международных опросов экспертов из 16-ти стран АТР: РФ, КНР, США, Японии, Индии, Республики Корея, Брунея, Вьетнама, Индонезии, Малайзии, Монголии, Мьянмы, Непала, Сингапура, Таиланда и Филиппин.



Мы участвуем вместе с Ассоциацией стратегических исследований Китая в проекте «Энергетические диалоги между Китаем и Россией», в рамках которого в Пекине в Университете Цинхуа в октябре 2009 г., в августе 2010 г. в Даляне и в сентябре 2012 г. снова в

Пекине были проведены круглые столы, посвящённые сотрудничеству России и КНР в энергетической сфере с приглашением специалистов из Министерства энергетики и МИД России. Знаковым событием стала международная конференция по зелёной экономике и изменению климата, состоявшаяся в мае 2010 г. в Пекине под эгидой Центра международных экономических обменов (CCIEE). В конференции участвовали учёные и политические деятели из Европы, Африки, США, Латинской Америки и стран АТР. Я выступила с докладом «Изменение климата и охрана окружающей среды (российский опыт)».



В 2012 г. я перешла на работу в Институт энергетических исследований РАН, где возглавила Центр диалогового партнёрства «Восток-Запад» (кураторы: академик РАН Лавёров Н.П. и глава Комитета по энергетике Госдумы ФС России Грачёв И.Д.) В феврале 2012 г. мы принимали в Москве делегацию из Университета Цинхуа, а в июне участвовали в конференции «Российско-китайские отношения: их внутренние и международные факторы» в Институте Дальнего Востока РАН, где подарили книги по АТР Китайской академии общественных наук. В июле 2012 г. на 2-м Российско-китайском молодёжном инновационном форуме в МГУ мы передали издания проекта в учебные и научные заведения КНР.

Встреча 6 сентября 2012 г. в Пекине с ректором Китайского нефтяного университета – профессором Чжан Лайбином и Пан Чанвэем, директором Центра изучения мировой нефтяной политики ознаменовала начало плодотворного сотрудничества в рамках международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции». Для аспирантов и магистрантов КНУ я провела мастер-класс и лекцию по развитию ТЭК России.



Встреча в Пекинском университете нефти.
6 сентября 2012 г.



Ректор КНУ Чжан Лайбин и проф. Рубан Л.С. Пекин, 2012 г.

Сотрудничество с Китайским нефтяным университетом сразу стало активно развиваться: уже в октябре 2012 г. была и опубликована в журнале «Нефть России» программная статья по анализу ресурсной безопасности «Хватит ли ресурсов для лидерства?» (авторы: академики Титаренко М.Л. и Ни Вэйдоу, профессора Пан Чанвэй, Рубан Л.С. и Ху Аньган). В декабре 2012 г. была опубликована совместная монография «Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках)». В мае 2013 г. вышло второе издание этой книги.



Презентация книги состоялась на Коммуникационном Форуме 11-го Российского нефтегазового конгресса 25 июня 2013 г.

В конце июня 2013 г. вышло в свет 2-е издание монографии «Россия-АТР: горизонты энергетического сотрудничества» и 2-е издание учебника по разрешению конфликтов



Мы были соорганизаторами I-го Мирового форума по политике и энергетике в Пекине 28-29 декабря 2012 г. Дискуссии о сотрудничестве в рамках ШОС были продолжены на симпозиуме 2-4 июля 2013 г. в Пекине, а затем на симпозиуме «Сотрудничество России, Китая и Казахстана в энергетической сфере в рамках ШОС. Борьба мировых держав за свои интересы на Каспии» и в Ханьчжоу в апреле 2013 г., где я выступила с докладами: 1) по нормативно-правовому регулированию разработки морских УВ; 2) по транспортировке нефти и газа Каспия. Следующий симпозиум состоялся в Пекине июле 2013 г. и на Хайнане – в марте 2019 г.

9 января 2013 г. состоялось подписание проекта меморандума о сотрудничестве на базе международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» с КНУ, а 4 апреля 2013 г. этот меморандум был подписан.



4 апреля 2013 г.

В апреле 2013 г. в Ханьчжоу был подписан меморандум о сотрудничестве КНУ с международным проектом «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции»



В 2014 г. мы приняли участие в Министерском энергетическом Форуме в Москве, а в июне – в 21-м Мировом нефтяном конгрессе, к которому совместно с «Газпром энергохолдингом» и Китайским нефтяным университетом подготовили монографию «Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире (энергетический аспект)» и преподнесли её участникам.

После передачи материалов в Аналитическое управление и Управление по внешней политике Администрации Президента РФ и Государственную Думу мы получили благодарственное письмо из Управления по внешней политике и Почётную грамоту Комитета энергетики Государственной Думы.



Весной 2015 г. мы приняли участие в Москве в Международной конференции «Экономическое сотрудничество стран БРИКС как основа многополярного мира» в Российском институте стратегических исследований, где я выступила с докладом «Энергетическое сотрудничество на пространстве БРИКС и перспективы его развития» и передала результаты проекта коллегам.

В 2016 г. я возглавила Центр глобальных исследований «Восток-Запад» в Национальном исследовательском университете «МЭИ» (Московский энергетический институт) и мы приняли участие в Международном Форуме «На втором треке. Роль гражданского общества и общественной дипломатии в дальнейшем развитии и расширении ШОС» в Сочи, где я выступила с докладом «Глобальный процесс обеспечения энергетической безопасности и сотрудничество с Россией стран АСЕАН и ШОС».



19-20 апреля 2016 г. в г. Сочи мы приняли участие в Международном Форуме «На втором треке. Роль гражданского общества и общественной дипломатии в дальнейшем развитии и расширении ШОС»

В декабре 2017 г. в Национальном исследовательском университете «МЭИ» мы провели совместно с представителями стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Карибского бассейна при участии Посольства Венесуэлы международную конференцию «Региональная и глобальная энергетическая безопасность: проблемы и перспективы», в рамках которой прошёл Международный экспертный Форум по энергетической безопасности и устойчивому развитию.

За организацию этого мероприятия и передачу изданий проекта я была награждена Почётной грамотой Посольства Боливарианской Республики Венесуэла.



**Международная конференция
«Региональная и глобальная энергетическая
безопасность: проблемы и перспективы»**



21-23 сентября 2018 г. мы участвовали в торжественном праздновании 65-летия со дня образования Китайского нефтяного университета в Пекине. Я вручила ректору КНУ профессору Чжан Лайбиню поздравительный адрес от Министра энергетики России А.В. Новака, памятный диплом и Почётный знак «Меркурий» от Торгово-промышленной палаты России и поздравления от ИСПИ РАН.



Со своей стороны, ректор вручил мне Почётный памятный знак Китайского нефтяного университета за многолетнее успешное сотрудничество в преподавательской и исследовательской работе.

“一带一路” 能源安全与绿色发展国际学术论坛
Международный научный Форум Энергобезопасности и экологического развития на фоне “Пояс и Путь”



22 сентября 2018 г. в КНУ я выступила на международном научном Форуме по энергетической безопасности и экологическому развитию в рамках стратегии «Один пояс – один путь» с докладом «Нефтегазовые прогнозы: их оперативность и эффективность».

24 сентября 2018 г. состоялась рабочая встреча и переговоры по сотрудничеству в научно-исследовательской и образовательной сфере. Были обсуждены план и программа проведения 17-го международного экспертного семинара по энергетическому сотрудничеству стран ШОС в 2019 г. в рамках стратегии «Один пояс – один путь».



28 ноября 2018 г. на VII-м Московском бизнес-диалоге ШОС я выступила на пленарной секции с докладом «Энергетическое сотрудничество стран ШОС: проблемы и перспективы».



В декабре 2019 г. мы завершили международные экспертные опросы в 16-ти странах АТР, обобщили полученные результаты и издали электронную и печатную монографию «АТР глазами экспертов» (международная экспертиза 2005-2019 гг.), презентация которой состоялась в ноябре 2019 г. в ИСПИ РАН на международном методологическом экспертном семинаре «Развитие Азиатско-Тихоокеанского региона в контексте геополитики, экономики и безопасности и взаимодействие стран». Книги и аналитические материалы были переданы в профильные Министерства и ведомства РФ и зарубежным коллегам. За проделанную работу мне была объявлена благодарность Министром энергетики России А.В. Новаком.



В 2020 г. несмотря на пандемию коронавируса мы активно участвовали в мероприятиях Перекрёстного года России и Китая по научно-техническому сотрудничеству в совместном проекте с Институтом стратегического сотрудничества между Китаем и Россией при Университете Цинхуа и Китайско-Российским Центром по сотрудничеству в гуманитарных науках и технологиях г. Нинбо.

Мы приняли участие в Международном форуме «Energy Cooperation with China» на базе МИЭП МГИМО, где я выступила с докладом «Развитие нефтегазовой отрасли Китая и сотрудничество с РФ в сфере ТЭК», за что мне была объявлена благодарность МИЭП МГИМО МИД РФ.

15-16 июня 2021 г. совместно с Институтом стратегического сотрудничества между Китаем и Россией при Университете Цинхуа и Китайско-Российским Центром по сотрудничеству в гуманитарных науках и технологиях г. Нинбо мы были организаторами 18-го Международного Российско-Китайского экспертного Форума, который прошёл в очном и он-лайн режиме в ИСПИ РАН (Москва), ИССКР (Пекин) и Центре в Нинбо. Программа мероприятия включала доклады учёных из России, Китая, Казахстана и Таджикистана, поднимавших вопросы достижения устойчивого развития, внедрения технологических инноваций, совершенствования сотрудничества между нашими странами. Прошли плодотворные дискуссии и обмен опытом, были намечены планы дальнейшего сотрудничества. Это обсуждение продолжилось в октябре 2022 г. в Институте востоковедения РАН на Межинститутском круглом столе с международным участием «Обобщение опыта международной работы проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком»).

2003 год

Статья «Разработка нефтегазовых ресурсов Каспия должна начинаться «с нуля» в журнале «Нефть России», 2004. № 9. С. 56-57.

Бурные темпы развития нефтяной отрасли имеют как позитивные, так и негативные последствия. Одним из ярчайших примеров этого может служить ситуация на Каспии. Почему именно там? Во-первых, потому, что Каспийское море – уникальный регион, для которого особенно остро стоят вопросы технологической и экологической безопасности. А, во-вторых, потому, что на море границы – виртуальные и из-за этого недостатка в природоохранной работе любой из пяти прибрежных стран автоматически сказываются на всех остальных. И тут не грех поучиться на чужих ошибках, чтобы застраховаться от собственных.

У Каспия есть ряд особенностей, которые затрудняют разработку там углеводородных месторождений и деятельность по сохранению экологического равновесия в данном регионе. Во-первых, значительная разница глубин. Северный Каспий – это мелководье, где в российском секторе глубина колеблется от 5 до 50 м. На азербайджанской территории она составляет уже 50-60 м, а самый глубоководный сектор – иранский, хотя Иран его как сектор признавать пока и не хочет.

Другая проблема связана с повышением уровня Каспия, которое приводит к подтоплению прибрежных территорий и касается всех пяти прикаспийских государств. В российском секторе, например, в зону подтопления могут войти площади до 412 тысяч га, причём в неё полностью попадает Каспийское нефтегазовое месторождение, а в район высокого уровня грунтовых вод – нефтяное месторождение Уланхол и газовое месторождение Промысловское. И процесс этот уже идёт: подтопление промышленных и сельскохозяйственных объектов приносит России значительный ущерб.

В период существования Советского Союза стабильно выполнялась огромная комплексная программа мониторинга за состоянием Каспия. Эту работу вели тридцать морских прибрежных станций слежения и регулярного наблюдения. В настоящий момент их осталось десять (на российскую территорию приходится только четыре), но и они действуют нерегулярно, а непрерывного мониторинга не ведётся. Не лучше дела обстоят в Казахстане и Туркменистане, так что проводящиеся сегодня исследования ни коим образом не могут считаться репрезентативными.

С подтоплением неразрывно связана проблема перемещения береговой черты, которая передвинулась уже на 20-30 км. В результате повышения интенсивности штормовых нагонов происходит размыв защитных дамб и затопление морскими водами прибрежных нефтепромыслов. Наиболее тревожная ситуация при этом складывается на предприятии «Тенгизнефтегаз». Добываемая здесь нефть содержит большое количество пластовых вод. При подъёме на поверхность её собирают в отстойниках, представляющих обвалованные участки территории в районе нефтяных промыслов. Для Северного Каспия характерны 10-14 балльные штормовые нагонные ветра, из-за которых размывается обвалование, и большое количество пластовой воды, сильно загрязнённой нефтью и насыщенной минералами, попадает в море.

Другая проблема Каспия – высокая геодинамическая активность, из-за которой велика вероятность различных тектонических катастроф, просадок, подвижек земной поверхности, локальных землетрясений. Первый признак этих негативных явлений – падение пластового давления, которое, в частности, довольно активно происходит на Тенгизе. Так же там зафиксированы подвижки грунта на четыре – пять сантиметров. В 1992 г. интенсивные наблюдения за этими явлениями на Тенгизе были свёрнуты. Однако, когда там произошло падение пластового давления на 10-15%, такие исследовательские работы восстановили, а с 2000 г. они не прекращаются.

Почему для примеров проявления негативных тенденций так часто используется казахстанская территория? Да потому что в российском секторе эксплуатационное бурение пока ещё не ведётся, но после того, как оно начнётся, вполне возможно, что проблемы соседей станут и нашими.

Если смотреть по интенсивным отборам нефти на месторождениях резервуарного типа, коими являются и Тенгиз, и ряд других месторождений Северного Каспия, расположенных в зонах активных разломов и магнитных аномалий, то здесь велика вероятность подвижек земной коры. Что может быть предпринято для противодействия этому явлению? Один из путей – закачка в пласт попутного газа, который в настоящий момент сжигается (его здесь спалили уже 1,7 млрд куб. м). В перспективе планируется до 95% добываемого попутного газа закачивать в пласт.

Казахстанские проблемы чрезвычайно похожи на ситуацию, складывающуюся в Астраханской области. В этом российском регионе не только имеется высокая геодинамическая активность, но еще было проведено 15 подземных ядерных испытаний, и это также оказывает соответствующее влияние на геологическую обстановку. Исследуя

причины произошедшего здесь в 2000 г. мощного землетрясения, эпицентр которого находился в море, многие эксперты нашли прямую взаимосвязь между нефтедобычей и геодинамикой и склонны связывать это событие с работами по реализации нефтегазовых проектов. Это кажется особенно вероятным, если вспомнить зарегистрированные в регионе случаи несоблюдения норм отбора нефти. Например, на скважинах, для которых отбор запланирован на уровне от 535 до 870 т в сутки, фактически дебит составил от 1019 до 1998.

Возможно ли минимизировать негативное влияние, оказываемое на Каспий в процессе поиска и добычи нефти? Утвердительным ответом на этот вопрос может служить реализуемый компанией «ЛУКОЙЛ» принцип нулевого сброса, который означает, что все производственные отходы, образующиеся на буровых платформах, собираются и отправляются на береговые базы, где подвергаются очистке, утилизации и переработке.

В частности, уникальная самоподъёмная плавучая буровая установка «Астра» оборудована циркуляционной системой буровых растворов, дренажными системами для загрязнённых технологических стоков, канализационной системой и ёмкостями-накопителями для хозяйственно-бытовых и нефтесодержащих буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и масла. Причём бурение скважин ведётся на ней с использованием растворов, не содержащих нефтепродуктов, а закрытая циркуляционная система буровых растворов предусматривает их повторное использование после очистки. Буровой шлам, собранный в металлические контейнеры, отправляется на специализированное предприятие «Югтанкер», туда же транспортируются и хозяйственно-бытовые отходы.

Благодаря содействию нефтяников в районе их работы ведёт непрерывный мониторинг специализированный Астраханский научно-исследовательский институт. И данные по структурам Хвалынской, Широтной, Ракушечной и Сарматской показывают, что превышения уровня загрязнения там не наблюдается.

Вносит «ЛУКОЙЛ» свой вклад и в воспроизводство уникальных биоресурсов Каспия: компания финансирует деятельность научно-исследовательского центра «Биос», сотрудники которого ежегодно выращивают и выпускают в море 5 млн молоди осетров, что со временем позволит получать в год порядка 100-150 т рыбы ценных пород и около тонны чёрной икры.

Эксплуатационное бурение «ЛУКОЙЛ» пока не ведёт, однако то внимание, которое компания уделяет природоохранной деятельности в процессе разведки, позволяет надеяться, что и в

дальнейшем разработку каспийских месторождений она сможет осуществлять с минимальным ущербом для экологии.

Одно плохо: ни Казахстан, ни Азербайджан, ни Иран, ни Туркменистан не поддержали пока инициативу российских нефтяников по реализации концепции нулевого сброса. Впрочем, обеспокоенность по поводу экологических проблем Каспия в этих государствах разделяют. Особенно остро данную проблему поднимают иранские учёные. У них буквально алармистские настроения. Они указывают, что концентрация нефти в воде от 1 до 10 мг на литр – это смертельная доза для живых организмов, а гибель рыбной молоди могут вызвать даже 0,1 мг нефти. В этом с ними солидарны российские учёные, утверждающие, что наличие в литре каспийской воды миллиграмма нефти губительно действует на икринки осетровых, а такая концентрация в некоторых частях акватории уже имеется. Последствия этого негативного воздействия можно проследить на примере, скажем, соседней Азербайджанской Республики, где в радиусе 70 км от Баку не замечено фитопланктонов, а дно моря загрязнено на глубину 8-10 метров. В целом за год в Каспий попадает до 20 тысяч т смолы, 100 т битума, 70 т прочих нефтепродуктов. Тем актуальнее на фоне этих цифр выглядит практика работы с нулевым сбросом.

Если бы такой опыт взяли на вооружение нефтяники всех прикаспийских государств, это дало бы прекрасные результаты. Ведь учёные утверждают, что, если экологическое равновесие впредь не будет нарушаться, Каспий с помощью механизмов природного самовосстановления сможет справиться с уже оказываемым на него вредным воздействием. Только таким способом нам удастся не погубить заповедную зону – а таковой является весь Северный Каспий – и сохранить для последующих поколений этот уникальный регион, параллельно успешно разрабатывая сосредоточенные в нём колоссальные запасы углеводородного сырья.

2011 год

Статья «Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР (в экспертных оценках)» в журнале OilMarket 02/2011. С. 58-63

Предваряя своё выступление, хотелось бы сказать несколько слов о международном проекте «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком»), в рамках которого проводится исследовательская работа. Проект включает 4 программы:

- 1) по нефтегазовым ресурсам в контексте энергетической безопасности, и сейчас мы отмечаем 15-летний юбилей этой программы;
- 2) по безопасности и контртерроризму,
- 3) по разрешению конфликтов,
- 4) по подготовке кадров.

В рамках нефтегазовой программы международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» с 2005 по 2010 гг. проводятся международные экспертные опросы для оценки ситуации на Дальнем Востоке и в АТР среди специалистов высшей квалификации и VIP-персон (лиц, принимающих решения) из 13 стран: Российской Федерации, КНР, США, Японии, Индии, Республики Корея, Монголии, Малайзии, Вьетнама, Филиппин, Индонезии, Сингапура и Таиланда. Опросы проводятся в режиме мониторинга «non-stop» с использованием 70%-лонгитюда, кроме того, производится контент-анализ публикаций в ключевых средствах массовой информации и аналитических материалов по данной проблеме.

Почему для российского углеводородного экспорта выбран восточный вектор?

Интерес к восточному направлению для российского углеводородного экспорта обусловлен тем, что Азиатско-Тихоокеанский регион – наиболее быстро развивающийся регион мира, на который приходится значительная доля мирового потребления энергоресурсов, и где, по прогнозам в 2020 г. будет производиться более 50% мирового ВВП.

Потребление нефти в АТР, начиная с 1965 г., к 2005 г. увеличилось в 6 раз, тогда как по миру в целом – менее чем в 2 раза, повысив долю АТР в мировом потреблении нефти с 11% (1965 г.) до

28% (2005 г.). Потребность в нефти в регионе значительно превышала и превышает добычу. На Азиатско-Тихоокеанский регион приходится 38% мировой добычи и почти 56% мирового спроса на нефть. Бурный рост развития СВА и АТР в целом (их экономики, ВВП, рост населения, ввод и использование новых технологий) требует массивного и стабильного поступления энергоресурсов, диверсификации импорта нефти и газа из беспокойного Ближнего Востока.

Ещё в 2003 г., выступая на Деловом саммите АТЭС, Президент РФ В.В. Путин отметил: «Россия готова вносить свой вклад в создание новой энергетической конфигурации в АТР. Это позволит потребителям энергоресурсов, широко представленным в АТЭС, диверсифицировать поставки энергоносителей и, что крайне важно, обеспечить их безопасность».

Энергетическая ситуация на Дальнем Востоке и в АТР

2.1. Характеристика ситуации в АТР

Говоря о возможностях и перспективах российского углеводородного экспорта в восточном направлении, следует отметить, что одной из важнейших проблем транспортировки является проблема коммуникаций, которая включает два основных момента: затраты на реализацию проекта и гарантии безопасности.

Главными характеристиками маршрута являются пропускная способность, стоимость строительства или модернизации, но в первую очередь, безопасность транспортировки, поэтому в ходе международных опросов эксперты проанализировали уровень безопасности на Дальнем Востоке и в АТР.

При характеристике геостратегической, военной и экономической ситуации, которая сейчас сложилась на Дальнем Востоке, в Северо-Восточной Азии, в Юго-Восточной Азии и в Азиатско-Тихоокеанском регионе в целом больше половины экспертов – 65% в 2009 г. и 72% в 2010 г. оценили её как в той или иной мере стабильную, а именно: как стабильную, устойчивую – 36% в 2009 г. и 54% в 2010 г., как относительно стабильную, подвижную – 29% в 2009 г. и 18% в 2010 г., так как возможны локальные конфликты и как нестабильную – 10% в 2009 г. и 2010 г. (обосновывая это тем, что страны региона очень разные по уровню экономического развития, политического устройства, разнообразен их национальный и религиозный состав. Много спорных вопросов по территориям). В частности, в Юго-Восточной Азии присутствует обострение споров из-за морских участков этого региона, где имеются крупные месторождения (Южно-

Китайское море, Сиамский залив, Андаманское море, между Японией, КНР и Тайванем), на Суматре, Калимантане и в Зап. Ириане в этих спорах использовались повстанцы.

В течение всего периода опросов с 2005-2010 гг. постепенно снижалось количество ответов о возможности военных конфликтов в регионе – с 54% – 52% – 51% – 22% – 16% – 3%. О невозможности военных конфликтов высказались 42% – 40% – 39% – 58% – 67% – 68% соответственно в СВА и АТР в целом. Возросло промежуточное мнение до 21% в 2010 г. о том, что военный конфликт в регионе сегодня маловероятен, но ситуация в АТР может измениться, и возможны локальные конфликты, причины которых и повод эксперты связывают, в первую очередь, с ядерным оружием и непредсказуемостью политики Северной Кореи, Тайваньским вопросом, борьбой за обладание энергоресурсами и территориями, обладающими ими.

Эксперты указали, что в Северо-Восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанском регионе в целом изменился стратегический расклад сил по сравнению с предыдущим периодом жёсткого противостояния между США и СССР. Раньше важнейшим треугольником в регионе был США-Китай-СССР, теперь США-РФ-Китай, причём Российская Федерация сейчас играет ту роль, которую играл Китай в период противостояния США – СССР. В настоящий момент активное стремление к лидерству проявляют Китай, Япония, Республика Корея, имеющие сильную экономическую и научно-техническую базу, причём Китай, по единогласному мнению экспертов (с 2008-2010 гг. – 100%), сумел стать явным лидером в АТР.

2.2. Развитие энергетической сферы в АТР

Ещё в 2005 г. Брэд Глоссерман, директор по научно-исследовательской работе Тихоокеанского Форума (США), очень образно охарактеризовал зависимость ситуации в АТР от энергетической составляющей: «Энергия – это сердце интеграции Северо-Восточной Азии. Здесь и будущая, и уже существующая экономическая интеграция, и поставки энергоносителей, и их распределение. Всё это будет большей частью этого пакета. Энергия также лежит в сердце северокорейской проблемы и будет частью любого её решения. Тут и обеспечение ресурсами, и распределение. Масштабы экономики региона требуют от решения здравого смысла.

За последние 15 лет в АТР произошло удвоение нетто-импорта нефти, а спрос на поставки нефти и нефтепродуктов из других регионов прогнозируется к 2020 г. – 1570 – 1580 млн т, к 2030 г. – 1860-1870 млн т. Страны АТР являются импортёрами энергоресурсов,

и зависимость их от импорта к 2020 г., по прогнозам, составит около 18,6% в год.

Сейчас крупнейшими производителями нефти в АТР являются Китай, Индонезия и Малайзия, а газа – Китай, Индонезия, Малайзия и Таиланд. В АТР открыты крупные УВ-месторождения: в Китае – Ордосский, Таримский и Сычуаньский бассейны и месторождения в Бохайваньском заливе; в Австралии – в Тиморском море; в Папуа – Нов. Гвинее – Папуасский бассейн; в Индии – в Бенгальском заливе; во Вьетнаме – в Южно-Китайском море.

Основные потребители нефти в АТР: Китай, Япония, Индия и Южная Корея. В настоящее время структура потребления первичных энергоресурсов в Китае значительно отличается от структуры их потребления в Японии и Южной Корее высокой долей угля (70%), в пять раз более низкой долей потребления природного газа и вдвое меньшей долей потребления жидких углеводородов. Кроме того, в Китае, Австралии, Индии и др. странах возлагают большие надежды на т.н. угольный газ (шахтный метан). Так в течение 2007-2009 гг. целый ряд компаний объявил о новых возможностях использования шахтного метана, в т.ч. о строительстве на его сырьевой базе заводов по сжижению газа. По максимальным прикидкам, заводы, работающие на угольном метане, в долгосрочной перспективе будут выдавать до 58 млн тонн СПГ, т.е. значительно больше, чем любая страна производит сейчас.

Эксперты прогнозируют возрастание спроса на нерегиональные поставки газа к 2020 г. – до 410-420 куб. м, а к 2030 г. – до 680-690 куб.м, а говоря о вероятной динамике баланса природного газа в США, прогнозируют устойчивый рост спроса на газ и рост газового нетто-импорта в Китае, Японии и Южной Корее, а также рост добычи газа в Китае в период с 2010 по 2030 гг. По нефти устойчивый рост спроса на нефть и рост газового нетто-импорта прогнозируется в Китае и в Южной Корее.

По СПГ ситуация следующая: С 2000 г. увеличение спроса на азиатском рынке СПГ составляло 50% общего роста потребления сжиженного газа в мире. Основные региональные производители и экспортёры СПГ в АТР: Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней, а поставщики из стран Ближнего Востока – Оман, Катар, ОАЭ и страны Северной и Западной Африки – Алжир, Египет, Нигерия. Крупнейшими потребителями СПГ являются в настоящее время Япония и Южная Корея, на долю которых приходится более половины мирового потребления СПГ.

Таким образом, АТР является колоссальным рынком энергоносителей, а Россия, со своей стороны, обладает энергетическим экспортным потенциалом.

2.3. Ресурсные и экспортные возможности России

С начала нового тысячелетия Россия увеличила свою долю в мировой добыче нефти с 9% до почти что 13%. Однако кризис привёл к снижению в РФ производства и экспорта углеводородов: в 2007 г. добыли 491 млн т нефти, в 2008 г. – 488,5 млн т нефти, а в 2009 г. в РФ добыли рекордное 494,2 млн т вместе с газовым конденсатом.

Для восточного экспорта Россия имеет достаточные УВ-ресурсы. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено 21% нефтяных ресурсов и 27% природного газа. Более 80% разведанных запасов нефти и свыше 65% газа содержится в месторождениях Верхнечонском, Талаканском, Чаяндинском и Ковыктинском. Активно ведётся строительство ВСТО и ответвления на Дацин.

Эксперты указывают, что в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке целесообразно создание единого нефтегазового комплекса, включающего систему добычи, переработки, транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов, продуктов нефте- и газохимии, включая гелий, крупномасштабное производство синтетического жидкого топлива из газа с получением высококачественного моторного топлива, а при поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа заключать связанные договоры, предполагающие обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран – реципиентов [1]. Это резко снизит риски освоения УВ-ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и обеспечит не только сырьевое, но и высокотехнологическое направление развития этих регионов.

Эксперты указывают на целесообразность организации максимального технологически обоснованного и экономически эффективного извлечения на российской территории всех ценных и потенциально ценных компонентов (этановой и пропанбутановой фракции, гелия и др. элементов). Такую позицию занимает ряд российских ученых: Макаров А.А., Бардаль А.Б., Бородавкин П.П., Гриценко А.И., Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Мастепанов А.М., Соколова И.А., Шмаль Г.И., Эдер Л.В. и др.

Академик Конторович А.Э. отмечал, что экспорт нефтепродуктов как сырья для последующей переработки должен

уступить экспорту нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью, а экспорт «полупродуктов» (прямогонного бензина, ряда марок дизтоплива) необходимо прекратить полностью. Для расширения экспорта нефтепродуктов первого и второго передела требуется строительство новых НПЗ вблизи незамерзающих акваторий России, развитие системы продуктоотводов [2].

Таким образом, высказывается мнение об оптимальности для Российской Федерации предложить новому восточному рынку не только сырую нефть и газ, как это в своё время предложил СССР рынку западному, но также конкурентоспособную продукцию высоких переделов.

Выбор оптимальных маршрутов для транспортировки нефти

Необходимым для организации крупных поставок нефти и газа эксперты называли создание инфраструктуры для переработки и отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата на острове Сахалин, в низовьях Енисея, на Диксоне, в Обской губе, на п-ове Ямал, в портах Хабаровского и Приморского краёв и формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта.

При оценке предполагаемых маршрутов российского УВ-экспорта эксперты исходили не только из соотношения затрат и выгод, которые получают как Россия, так и другие страны региона, но из учёта меняющейся геополитической ситуации в АТР и необходимости выстраивания новой геостратегии.

В 2005 г. относительно нефтяного экспорта, когда в маршруте «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) не было ещё утверждено ответвление на Дацин, почти половина экспертов – 54% отдавала предпочтение маршруту Ангарск-Находка, указывая, что в этом случае РФ будет иметь большее количество покупателей, а, следовательно, больше альтернатив и возможностей и не будет зависеть от одного покупателя. 17% экспертов в 2005 г. отдали предпочтение маршруту на Дацин, как более короткому и дешевому в затратном отношении при строительстве. Но ситуация изменилась после того, как российское правительство вновь утвердило ветку на Дацин.

В 2006 и 2007 гг. около трети опрошенных экспертов – 30% указали как на наиболее оптимальный вариант, сочетающий оба направления: ВСТО с ответвлением на Дацин, за счёт этого произошло уменьшение в равных долях (почти на 10% соответственно) количества предпочтений, отданных маршруту к Тихому океану (сначала в направлении бухты Перевозной, потом – Козьмино) и на Дацин.

В 2008 г. 31% экспертов отдали предпочтение трубе на Тихий океан. Возросло также количество предпочтений маршруту на Дацин – 15% в связи с активизацией китайской стороны по этому направлению. Количество голосов, отданных за ВСТО с ответвлением на Дацин снизилось до 19%, так как ряд экспертов высказывал сомнение, во-первых, в достаточном ресурсном обеспечении обоих маршрутов, во-вторых, в возможности постройки трубопроводов в запланированные сроки.

В 2009 г. эти тенденции сохранились, хотя сторонники маршрута на Дацин увеличили свои ряды на 9%, особенно после предоставления китайской стороной Российской Федерации кредита на 25 млрд долларов. В 2010 г. результат был следующим: почти равное количество предпочтений отдано маршруту ВСТО с ответвлением на Дацин – 33%, ВСТО – 31% и на Дацин – 12%.

4. Заключение

Оптимальными направлениями для российского углеводородного экспорта в Северо-Восточную Азию эксперты называют КНР, Южную Корею и Японию, а в Юго-Восточной Азии (в связи со значительной собственной ресурсной базой) – рекомендовали совместную разведку и разработку месторождений, строительство нефте- и газоперерабатывающих предприятий, коммуникаций для транспортировки и реализации продукции, тем более что уже есть примеры эффективного сотрудничества в данной области – так, «ГЕОТЕК Холдинг» – самая крупная геологоразведочная компания России реализует проекты по разведке недр в Юго-Восточной Азии.

Завершая экспертный обзор энергетического экспорта России, хотелось бы привести высказывание Президента РФ на международной конференции в г. Ярославле «Современное государство и глобальная безопасность» в сентябре 2009 г., где Медведев Д.А., называя стратегические векторы экономической модернизации нашей страны, отметил: «Мы станем одной из лидирующих стран по эффективности производства, транспортировки и использования энергии. Разработаем и выведем на внутренние и внешние рынки новые виды топлива» [3].

Таким образом, стратегическая задача перед нашей страной поставлена. Теперь необходимо для организации эффективного экспорта российских углеводородов в восточном направлении чётко выстраивать экспортную политику адекватно ситуации в регионе и, основываясь на долгосрочных прогнозах и расчётах, реально просчитывать свои возможности и соотносить свои нынешние и

будущие действия с интересами и перспективами своих потенциальных партнёров и учётом реакции конкурентов.

Реферативный список:

[1] Коржубаев А.Г., Соколова И.А., Эдер Л.В. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока и прогноз экспорта нефти и газа из России на Тихоокеанский рынок // Бурение и нефть 12/2009. С. 6-7.

[2] Конторович А.Э. Oil terminal – 2009. Настоящий русский размах // OilMARKET, 12-01/2010. С. 14.

[3] Кузьмин В. Ярославский плацдарм президента Программные заявления Дмитрия Медведева // Российская газета – 17 сентября 2009 – № 175 (4999). С. 2.

**ОТ МОРЯ ПРОБЛЕМ – К МОРЮ
ВОЗМОЖНОСТЕЙ
ЧЕРЕЗ СОТРУДНИЧЕСТВО К УСПЕХУ И
ПРОЦВЕТАНИЮ**

АНИКИН В.И., заслуженный деятель науки Российской Федерации,
зав. кафедрой государственного управления и национальной
безопасности Дипломатической Академии МИД России, д.э.н.,
профессор

УРМАНЧЕЕВ В.И., заслуженный работник нефтяной и газовой
промышленности, Государственный эксперт ФАУ «Главгосэкспертиза
России», д.т.н.

Рецензия на трилогию о Каспии

«Каспий – море проблем»

(2003, автор профессор, д.с.н. Рубан Л.С.),

«Каспий – море возможностей»

(2008, авторы д.п.н. Катаева Е.Г., профессор, д.с.н. Рубан Л.С.),

**«Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и
процветанию»**

(2011, авторы Калюжный В.И., профессор, д.с.н. Рубан Л.С.)

Опубликована в журнале «Нефть России» 2012 года.

В ноябре 2011 года вышла монография *«Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию»* (авторы Калюжный В.И. и профессор, д.с.н. Рубан Л.С.), посвященная 20-летию СНГ и «ЛУКОЙЛа» и 15-летию Евразийского национального университета имени Л.Н. Гумилёва (Астана, Республика Казахстан). Презентация книги состоится в марте 2012 года на форуме бизнес-элит стран СНГ и конференции по шельфу Energy Exchange. Эта книга завершила

трилогию, посвящённую исследованию Каспийского региона, в которую вошли монография профессор Рубан Л.С. *«Каспий – море проблем»* (2003) и *«Каспий – море возможностей»* (авторы д.п.н. Катаева Е.Г. и профессор, д.с.н. Рубан Л.С.), презентация которой состоялась в октябре 2008 года на праздновании 450-летия г. Астрахани на Межправительственной экономической конференции прикаспийских государств и 10-м заседании международного Совета делового сотрудничества торгово-промышленных палат Каспийского региона «Деловой Каспий». Книга была передана специалистам во все правительственные структуры и профильные Министерства и ведомства России.

Все эти три замечательные книги были выпущены в рамках деятельности международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») и программы «Нефтегазовые ресурсы в контексте энергетической безопасности» (руководитель проекта и программы профессор Рубан Л.С.) и стали результатом большой исследовательской работы, проводимой в течение более чем двадцати лет в бассейне Каспийского моря.

Книги имеют единую структуру, позволяющую сделать комплексный анализ всего Каспийского региона, его экономики, состояния энергетического сектора и экологии, развития коммуникаций, раскрыть проблему делимитации Каспийского моря, его статуса и режима, а также очертить нормативно-правовые основы регулирования разведки, разработки и транспортировки морских углеводородов. Это очень важно, так как затронута актуальная тема, к которой привлечено пристальное внимание широкого круга учёных-исследователей, политических деятелей, военных, экономистов, геологов и энергетиков, представителей бизнеса. Книги представляют собой единое мультидисциплинарное исследование, многие аспекты которого находятся на стыке нескольких наук и авторы показывают мастерское владение материалом, эрудированность, высокий профессионализм, освещая изучаемую проблему с широтой и скрупулезной энциклопедичностью, поэтому главная заслуга авторов заключается в фундаментальном подходе к проблеме.

Каждая из книг имеет в то же время особенные акценты: так в монографии *«Каспий – море проблем»* профессора Рубан Л.С. крупный раздел посвящён проблеме безопасности в регионе, дан анализ военно-стратегического потенциала не только в БКМ, но и территорий на всём протяжении нефте- и газопроводных коммуникаций от добычи до потребителей каспийских углеводородов,

показан эффективный опыт стран региона по обеспечению безопасности и предотвращению террористических акций. Дано развернутое описание уникального Каспийского сбор-похода (2003).

В экономическом разделе всех трёх монографий представлена характеристика углеводородных запасов и ресурсов бассейна Каспийского моря, рассматривается разработка, транспортировка (анализируются возможные и действующие маршруты) и использование углеводородного сырья, получение дивидендов за счёт использования минеральных ресурсов, возможность, и стремление стран-экспортеров углеводородов к улучшению экономической ситуации прибрежных государств за счёт нефтедолларов.

Особо полно в экономическом разделе монографии *«Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию»* проанализирована активность добывающих, транспортных и сервисных компаний, работающих в БКМ, показаны успехи и проблемы, с которыми им приходится сталкиваться по роду своей деятельности. В целом, в данной книге показана работа более сорока компаний, таких как «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Роснефть», «Зарубежнефть», КНК, «Транснефть», ГНКАР, «Тенгизшевронойл», «КазМунайГаз», ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips, Dragon Oil, «ПЕТРОНАС», Ван Оорд (Van Oord) и других, описаны используемые ими методы и технологии, передовое оборудование, управление рисками и предупреждение аварийных ситуаций. Рассматривается и пропагандируется применяемый «ЛУКОЙЛом» принцип «нулевого сброса», что очень важно в условиях уникального замкнутого водоёма, так как северная часть Каспия является заповедной.

В разделе, посвящённом биологическим ресурсам Каспийского моря и их освоению человеком, подчеркивается уникальность данного закрытого и бессточного водоёма. Анализируются результаты (в первую очередь, разведка и нефтедобыча) промышленного освоения Каспия, негативного воздействия загрязнения водной среды и его влияния на животный и растительный мир водоёма. Как одна из угроз природным (рыбным) богатствам Каспийского моря авторами выделяется инвазия (проникновение) в связи с активизацией судоходства и нефтетранспортировки в закрытый водоём гидробионтов, в частности, гребневика-мемиопсиса, размножение которого наносит ущерб стадам кильки, осетровых, пищевым конкурентом которых мемиопсис является.

В правовом разделе дан полный и подробный анализ проблем разграничения Каспийского моря, установления его правового режима и статуса, без чего затруднительно осуществление эффективной

хозяйственной и природоохранной деятельности на Каспии. В данной главе материал излагается в предельно корректной форме и в исторической последовательности. При написании историографической части монографий в научный оборот был введён ряд архивных материалов, ранее не публиковавшихся в научной литературе.

После образования СНГ понадобилось создавать нормативно-правовую базу, регулирующую его деятельность по всем направлениям, в том числе в экономической сфере и, особенно по регулированию разработки нефтегазовых месторождений, охране окружающей среды и решению экологических проблем. Так, уже на первом этапе существования Содружества были подготовлены и подписаны:

- Соглашение о взаимодействии в области экологии и охраны окружающей природной среды от 8 февраля 1992 года,

- Концепция формирования информационного пространства Содружества Независимых Государств от 18 октября 1996 года,

- Соглашение от 11 сентября 1998 года об информационном сотрудничестве в области экологии и охраны окружающей природной среды,

- Соглашение о сотрудничестве в области экологического мониторинга от 13 января 1999 года,

- Модельный Закон об экологическом страховании (Постановление № 15-6 от 13 июня 2000 года), на основании которого был принят Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года «Об обязательном экологическом страховании»,

- Модельный экологический Кодекс для государств-участников Содружества Независимых Государств (Постановление № 27-8 от 16 ноября 2006 года) для регулирования правовых отношений в экологической сфере.

Активное освоение морских углеводородных ресурсов актуализировало задачу поставки всей деятельности по разведке и нефтедобыче на чёткую правовую основу. Решением Совета глав государств СНГ от 19.09.2003 года был утвержден план реализации мероприятий, направленных на развитие и повышение эффективности взаимодействия государств-участников СНГ в экономической сфере в 2003-2010 гг. Пунктом 7 раздела 2 указанного плана была предусмотрена разработка стратегии сотрудничества государств-участников Содружества Независимых Государств по использованию минерально-сырьевых ресурсов, включая их совместную разведку, освоение и добычу. В целях реализации данного пункта для тесной

интеграции и кооперации новых суверенных государств, формирования механизма координации их деятельности, согласования внутренних норм и международного права, упорядочения деятельности по разведке, разработке углеводородных ресурсов и правовому регулированию отношений сторон-участниц данного процесса рабочей группой Межправительственного Совета по нефти и газу СНГ под руководством профессора Л.С. Рубан был подготовлен проект Модельного Закона «Освоение морских углеводородных месторождений», сделан компаративный анализ нормативно-правовых документов по разработке углеводородов стран ближнего и дальнего зарубежья, осуществлены консультации с представителями нефтегазовых структур и дипломатических кругов стран СНГ, проведены рабочие и экспертные заседания, в том числе выездные в г. Астрахани, подготовлен проект Закона с постратейными предложениями в него.

В августе 2008 года после очередного выездного заседания экспертов и членов рабочей группы в г. Астрахани были опубликованы постратейные предложения в проект закона в монографии *«Каспий – море возможностей»*, презентация и апробация которых прошла 3 октября 2008 года на Межправительственной экономической конференции прикаспийских государств на секции ТЭК в г. Астрахани, где материалы были заслушаны Министрами энергетики прикаспийских государств, а затем – в апреле 2009 года – на круглом столе «ТЭК России и новые тенденции мировой энергетики» в рамках VII Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI веке» и Совещании министров энергетического комплекса СНГ.

Апробация материалов проходила также на Международной конференции RPI по шельфу в Москве 22 мая 2009 года, в мае 2009 г. проект закона был передан на согласование в Министерство энергетики Российской Федерации. Окончательная апробация проекта закона прошла 5 марта 2010 года на Международном экономическом форуме государств-участников СНГ и 24 мая 2010 года на IV Всероссийской научно-практической конференции «Изучение и освоение минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов шельфа и дна Мирового океана» и завершилась публикацией проекта в монографии *«Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию»*.

Подытоживая анализ каспийской трилогии, хочется отметить, что главной концепцией данных книг является достижение консенсуса, взаимодействия, интеграции, как субъектов каспийского региона, так и нерегиональных держав, причём ряд затронутых проблем требует для

решения глобального размаха и глобального взаимодействия: это и проблема безопасности, эффективного использования природных ресурсов, как минеральных, так и биологических, сохранения экологического равновесия уникального замкнутого водоёма, в котором обитает 80% мирового стада осетровых рыб. Такая позиция авторов соответствует системному подходу, и в этом синтезе отражается самый сильный аспект этого труда, его теоретическая и прикладная значимость.

Авторы монографий личности известные и не нуждаются в особых рекомендациях, они прекрасно знают регион и предмет, о котором пишут:

Виктор Иванович Калюжный занимал посты министра топлива и энергетики Российской Федерации и заместителя Министра иностранных дел России – был специальным представителем Президента по вопросам урегулирования статуса Каспийского моря;

Катаева Елена Георгиевна, д.п.н., занимает пост заместителя генерального директора «Газпромрегионгаз»;

Рубан Лариса Семёновна, профессор, доктор социологических наук, астраханка, бессменный руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») и программы «Нефтегазовые ресурсы в контексте энергетической безопасности», эксперт Межправительственного Совета по нефти и газу СНГ и руководитель рабочей группы МПСНГ по подготовке Модельного Закона «Освоение морских углеводородных месторождений».

На тыльной стороне обложки книги *«Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию»* слово «успех» выложено золотыми слитками и к нему идет золотой человек с золотым ключиком. Развивая эту аллегорию, хочется отметить, что, когда проблемой Каспия занимаются настоящие специалисты, ключ от успеха в надёжных руках.

2013 год

Статья «Обеспечение энергетической и экологической безопасности Каспийского региона» в журнале «Экологический вестник» № 11 2013. С. 32-35.

Каспийское море с древнейших времен привлекало внимание исследователей, ему посвящено большое количество научных трудов, начиная с древних греков: Анаксимандра, Гегатея Милетского, Геродота, Аристотеля, Эратосфена и Страбона, до арабских, персидских, европейских учёных и путешественников. О нём подробно написано не только в исторических трудах вышеперечисленных авторов, но и в развёрнутом анализе, сделанном нашими современниками: К.К. Гюль «Из истории географических исследований Каспийского моря», переводе с арабского З.М. Буниятовой и Н.М. Велихановой «Каспийское море в арабских источниках», работах Р. Мамедова «Международно-правовая делимитация Каспийского моря» и «Эволюция и слагаемые международно-правового статуса Каспийского моря», иранского учёного Мохаммада Резы Дьялили «Mer Caspienne: perspectives iraniennes», россиян И.С. Зонна «Триста лет на Каспии» и др. Наш проект «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» внёс свой вклад в изучение бассейна Каспийского моря, подготовив трилогию монографий: «Каспий – море проблем» (Л.С. Рубан, 2003), «Каспий – море возможностей» (Е.Г. Катаева и Л.С. Рубан, 2008) и «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию» (В.И. Калюжный и Л.С. Рубан, 2011).

В древний период природные богатства Каспия, как биологические, так и минеральные, ещё не были открыты, поэтому важность Каспийского моря заключалась в его стратегической значимости. Его водная гладь как разделяла, так и соединяла Восток и Запад, по нему и вокруг него пролегали знаменитые торговые пути из Европы в Среднюю Азию, Персию, Индию и далее на Восток, в том числе «Великий шёлковый путь». По Каспийскому морю спасались от врагов, или, наоборот, отправлялись в походы. Волна за волной приходили разные народы на берега Каспия, и с их сменой менялось его название: Бакинское, Гирканское, Абескунское, Хазарское, Хвалынское, Хорезмское, Джурджанское, Табаристанское, Мазандаранское, Северное, Дербентское, Арабское и др.

В настоящее время мы можем в полной мере оценить этот уникальный регион с его богатыми природными ресурсами, минеральными (углеводородными) и биологическими. Актуальность освоения УВ-потенциала Каспия связана с постоянно возрастающим

спросом на нефть и газ. С начала «нефтяной эпохи» человечество израсходовало 1000 млрд баррелей нефти. По разным оценкам мировые запасы нефти составляют от 2000 до 2500 млрд баррелей. Несмотря на непрерывное развитие технологий, полностью извлечь эти запасы, по всей видимости, не удастся. Тем не менее, ожидается, что в 2030 г. нефть будет покрывать около трети мирового спроса на первичные энергоресурсы при том, что, по прогнозам Международного энергетического агентства, объём спроса к этому времени вырастет на 50%².

В контексте освоения богатых природных ресурсов в бассейне Каспийского моря сосредоточились интересы как пяти прибрежных государств (России, Азербайджана, Ирана, Туркмении и Казахстана), так и зарубежных держав: США, Китая, Великобритании, Турции, Украины, Саудовской Аравии, Узбекистана. США объявили его зоной своих национальных интересов, что подчёркивает важность и значимость ресурсного потенциала, как в контексте каспийского региона, так и в глобальном масштабе, тем более, что даже при активном развитии процесса использования альтернативных источников энергии нефть и газ к 2020-2025 гг., по мнению экспертов, будут обеспечивать не менее половины всех энергоресурсов в мире³.

Геологическая служба США (USGS) опубликовала оценки ещё не открытых ресурсов нефти и газа в Каспийском регионе, которые подтверждают уже существующие прогнозы относительно стратегической значимости этой зоны как источника энергоресурсов, особенно для Европы. USGS рассчитала средний объём «неразведанных технически извлекаемых природных нефтяных запасов бассейна Каспийского моря, которые составляют 19,6 млрд баррелей сырой нефти, 243 трлн кубических футов природного газа (6,8 трлн куб. м) и 9,3 млрд баррелей природного газового конденсата»⁴. По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), в результате проводимых на шельфе Каспия масштабных работ к 2035 г. доля Каспийского региона в мировом экспорте энергоносителей может достигнуть 9%.

Осуществление энергетической и экологической безопасности тесно связано. Освоение морских нефтегазовых месторождений требует применения новейших технологий и оборудования, не допускающих попадание нефти в водную среду и нанесение ущерба

² Основные факты и цифры 2009-2010 гг. – Total. С. 6.

³ Прагматизм и интеграция» – ключ к решению всех каспийских проблем // Caspian Energy. 2001. № 3 (10). С. 14.

⁴ Улткин Э. Высокие ставки на Каспий подтверждает Геологическая служба США // Oil & Gas Journal Russia. Январь-февраль 2011. С. 26.

биологическим ресурсам, причём следует учитывать особенности закрытого бессточного водоёма, каким является Каспийское море. Это очень важно, так как бассейн Каспийского моря характеризуется богатством биологических ресурсов. Здесь обитают свыше 60 видов рыб, из них 20 имеют промысловое значение: это 2 вида лососевых, 9 видов сельдевых, 80% мирового стада осетровых пород рыб – 6 видов осетровых (это осетр, белорыбица, белуга, севрюга, стерлядь, шип) и др. Биологические ресурсы Каспия в ежегодном рыночном выражении оцениваются в 6 млрд долларов США.

В Каспийском море ихтиофауна разнообразна – более 100 видов гидробионтов, хотя по разнообразию она уступает Чёрному и Средиземному морям, а ведь ещё недавно Каспийское море было одним из самых продуктивных водоёмов в мире. В начале XX в. его рыбопродуктивность (в зоне глубин до 50 м) была в 1,63 раза выше рыбопродуктивности Северного моря (классического района рыболовства). В настоящее время в Волго-Каспийском бассейне обитает шесть видов осетровых, но только три из них – белуга, русский осетр и севрюга – имеют промышленное значение, остальные занесены в Красную книгу и находятся на грани исчезновения, причем 80% каспийских осетров получены искусственным путем, а белуги – 100%.

В 1962 г. СССР и Иран достигли договорённости, которая действовала в течение тридцати лет, о запрете промышленного лова осетровых в море и их вылове только по квотам в реках при миграции на нерест. Это решение было ключевым элементом управляемого осетрового воспроизводства. Только Иран продолжал лов в прибрежных водах Южного Каспия (1,5-2 тыс. т ежегодно), поскольку заход осетровых на нерест в иранские реки уже давно прекратился. После распада СССР резкое снижение численности осетровых в значительной степени было связано с игнорированием действовавшего во всем Каспийском бассейне рационального режима рыболовства, запрещавшего специализированный морской промысел осетровых и крупномасштабный лов осетровых в открытом море и в прибрежных водах новых прикаспийских государств. Но такая ситуация характерна не только для осетровых. Официальный улов ценных пород рыб на сегодняшний день в 10-20 раз ниже, чем улов браконьерский.

Но кроме браконьерства, угрозу биологическому разнообразию Каспия несёт деятельность по освоению минеральных ресурсов региона, в случае, если она осуществляется с нарушением экологических норм. Депутатом Меджлиса Исламской Республики Иран Гашкави было отмечено, что Каспийское море располагает двумя видами чёрного золота: нефтью и икрой, причём производство осетровой икры сократилось на четверть, а осетрины почти на одну

пятаю. Производство буровых работ с нарушением правил, сброс загрязненных нефтью вод, трудности с транспортировкой нефти и газа создали в Каспийском море такие условия, которые ведут к кардинальным изменениям в физиологическом строении некоторых видов ценных пород рыб и, если такое положение дел сохранится, это приведёт к полному исчезновению запасов рыб и обитателей моря, при том, что прибрежные жители тысячелетиями кормились дарами моря, а доходы от биоресурсов значительно превышают доходы от нефти.

Угрозу биоресурсам представляют и антропогенное воздействие, техногенные и природные катаклизмы. С 1978 г. уровень Каспия стал повышаться и к 1987 г. поднялся на 123 см по отношению к самому низкому уровню 1977 г. Повышение уровня Каспия привело к затоплению и подтоплению береговых территорий Азербайджана, России, Казахстана, Туркмении и Ирана. В российском секторе Каспия в зону воздействия моря могут попасть земли общей площадью 412 тыс. га. На 60% возможно затопление прибрежных территорий. Полностью в зону затопления может попасть Каспийское нефтегазовое месторождение. В зону высокого уровня грунтовых вод – нефтяное месторождение Улан-Хол и газовое месторождение – Промысловское. Уже нанесён огромный ущерб ряду промышленных, сельскохозяйственных объектов и инфраструктуры. Общий ущерб экономике страны оценивается примерно в 12 млрд долларов США.

В период существования СССР стабильно выполнялась огромная комплексная программа по осуществлению мониторинга состояния Каспия, в эту работу были включены более 30 морских прибрежных станций, проводивших регулярные наблюдения и исследования глубоководной части моря на 8 вековых разрезах и обеспечивающих фактическими прогностическими данными потребителей информации. После распада Советского Союза эта система была практически разрушена. В настоящее время на Каспии работают по сокращенным до минимума программам не многим более 10 станций, в том числе 4 в Российской Федерации. Информация со станций поступает нерегулярно, наблюдения за уровнем моря нерепрезентативны, ошибки превышают возможные допуски. Не лучше ситуация в подобной сети мониторинга Казахстана и Туркмении.

Сложность в освоении природных и, в первую очередь, нефтегазовых ресурсов Каспия заключается в том, что северная часть моря относится к заповедной зоне, в которой недопустимы промышленные разработки. Но не только разработки, а даже сейсморазведка подводных нефтегазовых ресурсов приносит Каспийскому морю невосполнимый урон. По каспийской акватории учёные из Каспийского научно-исследовательского института рыбного

хозяйства (КаспНИРХ) указывали, что при бурении и эксплуатации нефтегазоносных скважин в море не удаётся исключить поступления в окружающую среду нефтепродуктов, буровых растворов (БР), шламов (БШ) и других сопутствующих загрязнителей. Буровые отходы являются многокомпонентными токсикантами, состав которых существенно меняется по мере углубления скважины. Загрязнение вод приводит к ухудшению условий обитания гидробионтов, уменьшению их численности и биомассы. Поэтому необходима экологически безопасная технология бурения.

Исследования иранских экспертов показали, что часть нефтяных загрязнений – лёгкой фракции, быстро испаряется и загрязняет атмосферу. Другая часть, плавающая в море в виде отдельных частиц, съедается рыбами и отравляет их; часть нефти просачивается через кожу рыб и других животных; часть, в виде смолы, осаждается на дно моря, загрязняя его. Лёгкая часть нефти образует тонкую пленку на поверхности моря, препятствует проникновению солнечных лучей и нарушает процесс газового обмена между морем и атмосферой. Оба этих явления очень вредны для фитопланктонов, которые составляют основной корм морских животных.

Кроме того, перед началом бурения скважин для стабилизации головки бура на дно моря сбрасываются несколько тысяч мешков цемента. Этот процесс в сочетании с илом и грязью, которые поднимаются со дна моря, создает большие экологические трудности рыбам, обитающим в этом секторе.

Иранские учёные указывают, что наличие нефтяных соединений, растворённых в воде, концентрацией от 1 до 10 миллиграммов на литр морской воды, является смертельным для живых организмов, а концентрация от 0,1 до 1 миллиграмма на один литр вызывает смерть у молодых организмов. Компоненты нефти, нерастворимые в воде, затрудняют дыхание рыб и могут вызвать у них удушье. С иранцами солидарны российские учёные, которые указывают, что икринки осетровых погибают уже при содержании 1 мг нефти в литре воды.

Главным специалистом управления охраны окружающей среды провинции Гилян Н.М. Дарьяи подчеркивалось, что среди различных, тяжёлых и стойких молекул нефти, ароматические молекулы, которые составляют 15% общего веса сырой нефти, являются более опасными и могут вызвать раковые болезни у живых организмов. Даже незначительная концентрация этих веществ (1 миллиграмм) вызывает у рыб некроз и усыпляет их. Эти нефтяные компоненты более серьёзно угрожают мелким существам, таким как драга, мелкие рыбы, ракообразные, моллюски, планктонам и одноклеточным организмам,

которые не могут быстро передвигаться и уходить из загрязнённого района. Нефтяные загрязнения имеют существенное влияние на жизненные условия донных обитателей, поскольку на дне концентрируются отстой нефтяных фракций.

За год попадает в Каспий 20 тысяч т смолы, 100 т битума и 75 тысяч т прочей нефтяной продукции. Через реку Кура за год попадает в Каспий около 75 т плавающих в воде нефтяных компонентов и токсинов. Исследователи указывали, что в радиусе 70 км от берегов г. Баку не замечены фитопланктоны, а дно моря загрязнено нефтяными продуктами даже на глубине 8-10 метров.

Как считают эксперты, основная масса нефтепродуктов приносится с речным стоком, вторым по величине источником загрязнения является промышленный сток, роль аварийных выбросов – незначительна. С российскими учёными солидарны специалисты из Ирана, которые отмечают, что нефтяное загрязнение во многих местах Каспийского моря сочетается с другими: бытовыми, сельскохозяйственными и промышленными загрязнителями. Эти загрязнения способствуют разрушению природной, жизненной среды и мест икрометания различных видов рыб.

Говоря о передовом опыте разведки и добычи углеводородов, стоит отметить работающую на Каспии компанию «ЛУКОЙЛ», которая практикует метод нулевого сброса, дающего возможность сохранить экологию в районе бурения. Создана система экологической безопасности, представляющей собой комплекс мероприятий, направленных на исключение ущерба окружающей природной среде, минимизацию неизбежных и рисковозможных негативных воздействий нефтедобывающей промышленности на экосистему Северного Каспия. Нулевой сброс означает, что все производственные отходы, образующиеся на буровой платформе, за исключением систем охлаждения внешнего контура энергетических установок, собираются и отправляются на береговые базы, где подвергаются очистке, утилизации и переработке. Эффективность системы нулевого сброса, применяемой компанией «ЛУКОЙЛ», обуславливает необходимость распространения и реализации её как в БКМ, так и в других регионах.

Основными элементами системы экологической безопасности являются: подсистема управления отходами, подсистема борьбы с аварийными сбросами, подсистема компенсаторных мероприятий и система мониторинга окружающей среды.

Для примера, плавучие буровые установки, используемые для проведения поисковых буровых работ, оборудованы циркуляционной системой буровых растворов, дренажными системами для загрязнённых технологических стоков, канализационной системой и

емкостями-накопителями для хозяйственно-бытовых, нефтесодержащих, буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и масла. Бурение скважин ведётся раствором, не содержащим нефтепродуктов. Закрытая циркуляционная система буровых растворов предусматривает их повторное использование после очистки. Буровой шлам, собранный в металлические контейнеры, отправляется на специализированное предприятие по переработке отходов – ЗАО «Юг-Танкер». Хозяйственно-бытовые отходы в ёмкостях-накопителях отправляются на берег и на дальнейшую очистку в ЗАО «Юг-Танкер». Нефтесодержащие сточные воды подаются по дренажному трубопроводу в ёмкость льяльных вод. Оттуда они перекачиваются на транспортное судно и, после доставки на берег, очищаются на очистных сооружениях до концентрации нефтепродуктов, равной 0,05 мг/л. Отработанные масла собираются в специальную цистерну и перевозятся для сепарации на береговой комплекс очистки. Мусор и другие сухие бытовые отходы собираются в отдельные контейнеры и доставляются транспортно-буксирным судном на береговой полигон бытовых отходов⁵.

Для ликвидации опасных последствий возможных аварийных сбросов в настоящее время привлекаются силы и средства морспасслужбы РФ, в том числе находящееся на постоянном дежурстве специализированное судно «Эпрон» с полным комплектом оборудования для ликвидации аварийных разливов нефти в районе буровой установки. В качестве инструмента для наведения порядка в использовании водных биоресурсов Каспия задействованы существующие органы рыбоохраны, силы Федеральной пограничной службы, Каспийская военная флотилия и другие структуры.

При разработке нефтегазовых месторождений необходимо учитывать высокую сейсмическую активность региона. Как пример приведём освоение одного из крупнейших месторождений Казахстана – Тенгиза, расположенного в зоне высокой геодинамической активности, где велика вероятность возникновения техногенных катастроф, просадок и подвижек земной поверхности и локальных землетрясений. Первый признак данных негативных явлений – падение пластового давления. Были зафиксированы подвижки грунта на 4-5 см. При интенсивных отборах нефти на месторождениях «резервуарного типа», каким является Тенгиз, образуются полости, и если месторождение расположено в зонах активных разломов, магнитных аномалий и т.п., то здесь высока вероятность подвижек земной коры. Одной из мер противодействия этому может стать закачка в пласт

⁵ Экологическая политика НК «ЛУКОЙЛ» на Каспии. Астрахань, 2001. С. 5-6.

попутного газа, который сейчас сжигается. В будущем планируют до 95% его закачивать в пласт. Другой момент связан с необходимостью соблюдения норм отбора нефти. В частности, её норма в 2001 г. по одной добывающей скважине на Тенгизе была 535-870 т в сутки, а фактически по 13 новым скважинам дебеты составили от 1019 до 1998 т в сутки. Не было также соблюдено требование о задействовании 57 скважин, на 2001 г. фонд ТШО составил только 48⁶.

Ещё одна проблема обусловлена тем, что в связи с подъёмом уровня Каспия береговая черта переместилась на 20-30 км и в результате повышения интенсивности штормовых нагонов происходит размыв защитных дамб и затопление морскими водами прибрежных нефтепромыслов и месторождений ПО Тенгизнефтегаз. Добываемую здесь нефть, содержащую большое количество пластовой воды, после подъёма на поверхность собирают в отстойниках, представляющих обвалованные участки территории в районе нефтяных скважин. При их размыве происходит загрязнение моря нефтью, сильно минерализованными пластовыми водами и химическими веществами. Повышение уровня Каспия привело к затоплению и подтоплению части береговых территорий Азербайджана, России, Казахстана, Туркмении и Ирана.

Другая проблема связана с тем, что на момент добычи и тенгизская, и кашаганская нефть содержит высокое количество меркаптанов и серы и требует очистки в связи с допуском её в магистральный трубопровод или строительства специализированного трубопровода, поэтому тенгизская нефть подвергается обработке на специальных установках по подготовке её к транспортировке и коммерческой реализации. Происходит отделение газа и меркаптанов. Консорциум «Тенгизшевройл» столкнулся с экологической и технологической проблемой утилизации серы и газа, запасы которого на Кашагане оцениваются в пределах от 0,7 до 2 трлн куб. м. За годы эксплуатации месторождения на промысле скопились миллионы тонн серы, что причиняет окружающей среде значительный вред.

Говоря об освоении месторождений региона, следует отметить, что угроза техногенных катастроф актуальна не только для Тенгиза, но и для всей Атырауской области, основного региона добычи нефти в Казахстане, а также Мангистауской области (РК) и Астраханской области (РФ), где не только имеется геодинамическая активность, но было проведено 15 подземных ядерных испытаний в 60-е годы 20 столетия. Экспертами также усматривается взаимосвязь нефтедобычи и геодинамики в землетрясении 2000 г., эпицентр которого

⁶ Докачались // Нефть и капитал. Специальное приложение. 2001. № 9, сентябрь. С. 52, 54-55.

располагался в море, и некоторые учёные связывали его с разработкой проекта Азери-Чираг-Гюнешли.

Кроме того, процесс активного освоения в Каспийском море УВ-ресурсов способствовал значительному повышению судоходной активности, следствием чего стало проникновение в замкнутый, бессточный водоём с балластовыми водами ряда опасных гидробионтов, в частности: гребневика *Mnemiopsis Leidy* (1995-1999 гг.), медузы *Aurelia aurata* (1999 г.) и других.

Гребневик *Mnemiopsis Leidy* – эврибионт, он является свободно плавающим, генетически морским организмом. Это уникальное по выживаемости существо, обладает высокой устойчивостью к неблагоприятным факторам внешней среды. Нижний температурный предел его выживаемости $0,7^{\circ}\text{C}$, верхний – 35°C . Легко переносит колебания солёности, обладает низкой чувствительностью к загрязняющим веществам, хорошо выживает в обеднённых кислородом водах. Обладает способностью регенерировать утраченные части тела, является пищевым конкурентом кильки, так как у них одинаковая кормовая база – зоопланктон, плюс икра. Глубина обитания у гребневика такая же, как у кильки – 50 м.

Уже в первой половине 2001 г. произошла массовая гибель кильки анчоусовидной. С апреля по июнь 2001 г. в Среднем и Южном Каспии произошёл новый замор, по одним данным, до 17 тыс. т, по другим – до 100-150 тыс. т. Осенью 2001 г. ситуация ухудшилась и количество особей с пустыми желудками у обыкновенной кильки достигло 37%, а у анчоусовидной – 75%, гребневином активно выедалась кормовая база кильки. В то же время ряд исследователей КаспНИРХа указывали, что «в жабрах и кишечнике большого количества рыб отмечались многочисленные пузырьки воздуха, поэтому возможной причиной массовой гибели рыбы могла послужить активизация геотектонических процессов, вызвавшая резкий подъём килек с больших глубин, тем более что такие явления были зарегистрированы в 2000–2001 гг. Весной 2011 г., в результате природного катаклизма снова произошла массовая гибель анчоусовидной кильки. Но пострадала от гребневика не только килька, а также белуга, основу пищевого рациона которой составлял килечный корм.

Однако список потерь на Каспии не ограничивается рыбными ресурсами. В 2000 г. в апреле, мае и июне произошел массовый замор каспийского тюленя от 10 до 40 тысяч⁷ (особенно в Казахстанском секторе, где отмечались массовые места скопления тюленей).

⁷ По данным НПО «Регионального Каспийского экологического центра» (Астрахань) к осени 2000 г. погибло 30-35 тыс. каспийских тюленей, т.е. 8% популяции.

Вероятные причины: изменение условий зимовки – две теплые зимы подряд, зимовка не на льдах, а на побережье, скученность, недокорм (вследствие сокращения численности кильки), загрязнение окружающей среды, снижение иммунитета, распространение инфекций от волков (бешенство – чумка). В 2005 г. в казахстанском секторе в восточной части Северного Каспия снова имела место масштабная гибель осетровых и каспийского тюленя.

В ходе ряда конференций, проводимых в г. Астрахани учёными были сделаны конкретные предложения по стабилизации экологической ситуации в БКМ в условиях разработки углеводородов⁸:

1 – признание приоритета охраны живых самовоспроизводящихся ресурсов морской среды при любых видах хозяйственной деятельности в морской акватории;

2 – обязательное осуществление принципа превентивности мер и действий, направленных на охрану водных экосистем и их биоресурсов в условиях добычи углеводородного сырья;

3 – обязательное наличие перед началом разведочных, поисково-оценочных и добычных работ у всех объектов экологических паспортов для того, чтобы было возможно отслеживать и фиксировать изменения в природной среде посредством мониторинга;

4 – обязательное проведение непрерывного экологического мониторинга акватории в целом и зон УВ-разработки на всех стадиях освоения УВ-сырья, включая геофизические исследования, поисково-разведочные и поисково-оценочные работы, в период промышленной добычи УВ, и на этапе консервации скважин;

5 – организация государственного геоинформационного мониторинга с участием нефтяных компаний, направленного на постоянное отслеживание возможного нефтяного загрязнения в зоне добычи и транспортировки УВ-сырья;

6 – нефтяным компаниям, ведущим разведку и разработку морских месторождений согласовать с природоохранными органами маршруты движения танкеров, обслуживающих судов и другого флота с целью коррекции маршрутов и направления их движения через районы с меньшей рыбохозяйственной ценностью;

7 – внедрение и применение нефтегазовыми компаниями на всех стадиях освоения месторождений УВ-сырья современных экологически безопасных и эффективных технологий разведки и добычи УВ в морских акваториях (пример «нулевого сброса»);

⁸ Более подробно см. Калужный В.И., Рубан Л.С. «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию», М., Academia, 2011. Глава 6.

8 – разработать и осуществить совместно с нефтяными компаниями, работающими на осваиваемой акватории систему природоохранных практических мер, направленных на сохранение и восстановление ценных представителей ихтиофауны;

9 – создать банк данных по природным ресурсам, как минеральным, так и биологическим;

10 – унифицировать методики расчётов ущерба от производственной деятельности в разрабатываемой акватории по Государственной экспертизе;

11 – целевое направление предэксплуатационных страховых выплат по рискам производственной деятельности и предполагаемому ущербу природной среде на специализированные подконтрольные счета для чёткого целевого использования на компенсационные мероприятия и недопущение рассеивания данных финансовых средств.

Итак, обобщив изложенные материалы, мы можем *сделать вывод*, что прикаспийские государства должны создать режим сохранения и восстановления биоресурсов Каспия как единого экологического комплекса, нести ответственность за сохранение, воспроизводство и оптимальное использование его уникальных природных богатств и, в первую очередь, запасов осетровых рыб.

Цель взаимодействия прибрежных государств на Каспии – способствовать к активному развитию бизнес-сотрудничества, оптимизации процесса интеграции государств в бассейне Каспийского моря, стабилизации ситуации в регионе, предотвращению конфликтов и эффективному использованию ресурсов с учётом сохранения экологической системы уникального водоёма.

Мы заострили внимание именно на уникальности региона и тесном переплетении целого ряда проблем, акцентировали внимание на перспективах развития региона, которые открываются при налаживании тесного сотрудничества между прибрежными государствами. Природные богатства БКМ как биологические (крупнейшие в мире запасы осетровых и частиковых рыб, богатый растительный и животный мир), так и углеводородного сырья могут сделать регион как экономически процветающим, так и ввергнуть его в пучину раздоров. Мы стали свидетелями того, что неурегулированность вопроса разграничения Каспийского моря и самого его правового статуса и режима вызывает споры и конфликтные моменты при определении юрисдикции эффективных нефтяных и газовых месторождений, масштаб и ресурсная база которых до сих пор до конца не разведаны и не определены. Взгляды экспертов зачастую резко расходятся при оценке ресурсной базы БКМ

(от объёмов, сопоставимых с Персидским заливом, до весьма скромных).

Эффективное использование углеводородного потенциала БКМ прибрежными государствами для собственного социально-экономического развития и обеспечения процветания проживающих здесь народов невозможно без тесной интеграции прикаспийских стран и комплексного развития региона. Причём современные реалии показывают, что любая серьёзная экономическая проблема может быть решена различными способами в меняющейся геополитической обстановке.

Чисто техническая сторона процесса разработки нефтегазовых ресурсов Каспия (разведка, добыча, транспортировка – реализация трубопроводных проектов) была возможна и осуществлялась ещё в советский период. В постсоветский период после распада СССР способы решения данных задач и сами подходы к ним часто менялись. Потребность в энергетических ресурсах, колоссальный спрос и рост цен на них активизировали процесс освоения каспийских углеводородов. Однако каспийский вопрос показал, что в новых условиях только прагматический подход малоэффективен, так как возникает другая проблема: насколько совместимо использование углеводородных и биологических ресурсов, не приведёт ли разработка нефти и газа Каспия к экологической катастрофе и уничтожению уникальных биологических ресурсов.

Наш интерес к бассейну Каспийского моря обусловлен тем, что Каспий может стать примером, показывающим как в рамках одного региона должен решаться весь комплекс сложнейших проблем.



ЧЕЛОВЕК-ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

В прошлом энциклопедичность знаний была широко распространена среди интеллектуальной элиты, а в настоящее время — это довольно редкое явление, и тем отраднее его наблюдать.

В 2013 г. свой 25-летней юбилей отмечает международный проект «Диалоговое партнерство как фактор стабильности и интеграции», а 6 марта — ЮБИЛЕЙ бессменного руководителя и организатора этого проекта профессора РУБАН Ларисы Семеновны, создавшей проект в 1988 г. В настоящий момент проект действует на базе Института энергетических исследований РАН и включает программы по нефтегазовым ресурсам, безопасности, риск- и конфликт-менеджменту и образовательную по подготовке кадров.

Лариса Семеновна обладает поистине энциклопедичными знаниями, необходимыми для комплексных исследований, что обусловлено фундаментальным образованием, полученным ею в СССР/России, США, Канаде, Германии. Кроме того, она умеет работать в команде, работать с командой и талантливо командой руководить. Под её руководством на протяжении четверти века проводится пакетное исследование по комплексному анализу Каспийского региона, его экономического развития, состояния энергетического сектора и экологии, коммуникаций, делимитации Каспийского моря, его статуса и режима, нормативно-правовых основ регулирования разведки, разработки и транспортировки морских УВ. Результаты были опубликованы в фундаментальных монографиях «Каспий — море проблем» (Рубан Л.С., 2003), «Каспий — море возможностей» (Катаева Е.Г., Рубан Л.С., 2008), «Сотрудничество на Каспии — путь к успеху и процветанию» (Калюжный В.И., Рубан Л.С., 2011).

С 2005 г. по настоящее время проводятся уникальные международные экспертные опросы специалистов высшей квалификации и VIP-персон из 15 стран АТР: из Брунея, Вьетнама, Индии, Индонезии, Китая, Монголии, Республики Корея, Непала, России, Сингапура, США, Таиланда, Филиппин и Японии. Опросы не имеют аналогов в нашей стране и за рубежом и нашли отражение в ряде монографий: «Геостратегические интересы Российской Федерации на Дальнем Востоке» (Катаева Е.Г., Рубан Л.С., Хегай В.К., 2006), «Восточный маршрут российских углеводородов», (Рубан Л.С., 2008), «Перспективы энергетического сотрудничества Россия — АТР (в экспертных оценках)» и «Россия — АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках)». Эти книги свидетельствуют об умении профессора Рубан Л.С. сформировать уникальные исследовательские и авторские коллективы. Так в новой книге по АТР участвуют восемь академиков и три члена-корреспондента РАН.

Нельзя не отметить личное обаяние Ларисы Семеновны, доброжелательность, коммуникабельность, целеустремленность, высокий профессионализм и умение добиваться результата. «Вертикаль» сердечно поздравляет Ларису Семеновну с ЮБИЛЕЕМ и 25-летием работы проекта «Диалоговое партнерство как фактор стабильности и интеграции» и желает больших творческих успехов, здоровья и процветания...

Николай Никитин
Издатель

Поздравление опубликовано в журнале «Нефтегазовая вертикаль» № 4 2013 г. С. 89.

2017 год

Статья «ПЕТРОНАС» – энергетический лидер Малайзии»⁹ в журнале «Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития». Вып. 35. 2017. С. 227-237.

Один из символов Малайзии – это построенный и открытый в 1999 г. – год 25-летнего юбилея компании «ПЕТРОНАС», 88-этажный небоскрёб из стали, стекла и бетона, состоящий из двух одинаковых башен – «Башни-близнецы ПЕТРОНАС» («Petronas Twin Tower»). Строительство гигантского небоскрёба продолжалось три года с 1995 по 1998 гг. и обошлось в 1,5 млрд долларов США. Официальное открытие «близнецов» состоялось 31 августа 1999 г. в 42-ю годовщину национального дня Малайзии. Небоскрёб имеет форму восьмиконечной звезды в соответствии с традицией и символикой ислама. Он виден в Куала-Лумпуре издалека, и долгое время относился к самым высоким небоскрёбам-близнецам в мире, но сейчас уступает первенство небоскрёбу Бурдж Дубай в Объединённых Арабских Эмиратах.

Понятно, что «Башни-близнецы ПЕТРОНАС» символизируют не только мощь и силу компании, но и страны в целом. Эти знаменитые башни-небоскрёбы оборудованы по последнему слову техники. Так, для кондиционирования воздуха в Куала-Лумпурском Городском Центре, где и находятся «Близнецы ПЕТРОНАС», компания задействовала систему газового охлаждения, такая же система используется в международном аэропорту Куала-Лумпура и административном комплексе Федерального правительства. Кроме того, Централизованное коммунальное хозяйство обеспечивает подачу пара, электричества, кислорода, деминерализованной воды и очистку сточных вод.

История самой корпорации началась 17 августа 1974 г., когда была зарегистрирована нефтяная компания «Петролиам Насионал Берхад» («ПЕТРОНАС»), владеющая и управляющая нефтегазовыми ресурсами Малайзии по закону «О развитии нефтегазовой промышленности» (1974 г.). Уже в 1975 г. компания начала экспорт нефти и в 1976 г. заключила своё первое Соглашение о разделе продукции с

⁹ В статье автор частично использовала статистические данные, подготовленные ею на основе корпоративного доклада корпорации «ПЕТРОНАС» для параграфа 4.2.6. «Развитие энергетической отрасли Малайзии на примере деятельности компании «ПЕТРОНАС» и опубликованные в коллективной монографии «Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире (энергетический аспект)» / под ред. Рубан Л.С. М.: Academia, 2014.

компаниями «Эссо» и «Шелл», а в 1977 г. – вышла на рынок нефтепродуктов через операции с авиационным топливом и бункеровкой танкеров. Деятельность «ПЕТРОНАС» включает разведку и добычу нефти и газа, нефтепереработку и торговлю нефтепродуктами, производство СПГ, операции с газопроводами, производство и сбыт продуктов нефтехимии и перевозки, обеспечивающие бизнес-активность компании, которая является нефтегазовым лидером своей страны и имеет свыше 100 филиалов в более чем 30 странах мира, а также входит в группу 500 крупнейших корпораций в мировом рейтинге журнала «Форчун Глобал» [1]. Чтобы наиболее полно показать деловую активность компании и её результаты, мы сделаем анализ работы «ПЕТРОНАС» по всем бизнес-направлениям.

Итак, компания стремится к поддержанию нефтегазовых запасов Малайзии за счёт разведки и добычи как внутри страны, так и приобретения новых активов за границей. В 1982 г. отделение «ПЕТРОНАС Чаригали», зарегистрированное в 1978 г., сделало своё первое открытие на море – нефтяное месторождение «Дуланг» в штате Теренгану, а в 1988 г. подписало первый договор «О совместной эксплуатации» с «Эссо Продакшн Малайзия» на этом же месторождении. В 1991 г. лидер страны Доктор Махатхир Мохаммад торжественно открыл церемонию запуска добычи нефти на месторождении «Дуланг» [2].

Компания «ПЕТРОНАС Чаригали (Туркменистан)» была первой среди иностранных партнёров Туркменистана. В июле 1996 г. она оформила Соглашение о разделе продукции (СРП) сроком на 25 лет на разведку и разработку контрактной территории «Блок-1», включающей каспийские месторождения Овез, Баринова (Диярбекир), Губкина (Гарагелдениз) и Вост. Ливанова (Махтумкули) – проект «Блок – 1», где в 1998 г. ею было произведено бурение первой морской скважины на туркменском шельфе Каспийского моря. В 2005 г. коммерческий приток углеводородов был получен компанией на всех скважинах, пробуренных в туркменском секторе Каспия: Овез, Диярбекир (Баринов), Махтумкули, входящих в договорную территорию «Блок 1» [3].

Как предусмотрено в соглашении о разделе продукции (СРП) между малазийской компанией «ПЕТРОНАС Чаригали (Туркменистан)» и правительством Туркмении (1996 г.), 60% стоимости добытой нефти направляется на покрытие затрат, а остальные 40% считаются прибылью и делятся поровну.

В 2006 г. компания ввела в опытно-промышленную эксплуатацию месторождение Диярбекир (Баринов), находящееся в 50

км от туркменского берега Каспийского моря. На этом месторождении на глубине более 4,9 км был получен промышленный приток нефти дебетом 1,5 тысяч т в сутки. Компания «ПЕТРОНАС» стала второй иностранной компанией, добывающей нефть в каспийском секторе Туркменистана, а ранее единственным морским нефтедобытчиком была англо-арабская компания «Драгон Ойл» [4]. Кроме того, со второй половины 2011 г. компания «ПЕТРОНАС» начала реализацию газовой части своего туркменского морского проекта «Блок 1» [5].

В 2016 г. компания «ПЕТРОНАС Чаригали (Туркменистан)» приступила к бурению первой скважины на месторождении Гарагол-Дениз Западный, расположенном на договорной территории «Блок-1» и начала разработку очередного перспективного участка территории в рамках СРП, что обещает существенный прирост добычи углеводородного сырья в данном проекте. Основные инвестиции компании в 2016 г. были направлены на финансирование бурения эксплуатационных скважин, строительство добывающих платформ, а также на осуществление проекта разработки месторождения Гарагол-Дениз Западный [6].

На сегодняшний день компания «ПЕТРОНАС» подписала более 60-ти соглашений о разделе продукции с рядом зарубежных компаний по разведке и добыче нефти и газа на условиях раздела прибыли и возмещения расходов. Деятельность «ПЕТРОНАС» по разведке и добыче нефти, производству СПГ, работе в электроэнергетике осуществляется в АТР (в Австралии, Брунее, Индонезии, Малайзии, Мьянме, Вьетнаме, а также совместно с Таиландом); в Центральной Азии (в Туркменистане и Узбекистане); в Африке (в Камеруне, Алжире, Египте, Чаде, Мавритании, Мозамбике и Судане); на Ближнем Востоке (в Ираке и Омане); в Северной Америке (в Гренландии), в Европе (в Ирландии и Великобритании); в Латинской Америке (на Кубе, в Венесуэле и Аргентине). Кроме того, в Аргентине компании «ПЕТРОНАС» принадлежит доля акций в трубопроводе «Транспортера де Газ Дел Норте СА».

Однако если в Аргентине сотрудничество успешно развивается и в 2014 г. Аргентинская YPF и «Petroliam Nasional Bhd.» (Petronas) подписали меморандум о взаимопонимании по совместной разработке запасов сланцевой нефти на гигантском месторождении Vaca Muerta в провинции Неукен, запасы которого оцениваются примерно в 23 млрд баррелей нефти [7], то в Венесуэле компания Petronas вышла в 2013 г. из совместного предприятия (СП) Petrocarabobo из-за разногласий с государственной нефтяной компанией Petroleos de Venezuela (PdVSA) по условиям контракта и в будущем не планирует участвовать в проектах в этой стране [8].

В 1990 г. в Мьянме было создано первое предприятие по разведке и добыче в составе консорциума по Блоку «D» на суше. В апреле 2008 г. «ПЕТРОНАС» провёл переговоры с китайской компанией China National Petroleum, подписавшей контракт в первой половине 2007 г. и владеющей лицензиями на блоки AD-8, AD-1 и AD-6, расположенные у берега провинции Rankhine в Мьянме, по вопросу сотрудничества в деле исследования газовых блоков в Мьянме, так как Petronas является одним из крупнейших инвесторов в нефтегазовой отрасли данной страны [9]. Кроме того, в 1996 г. «ПЕТРОНАС» подписал контракт по добыче нефти с China National Offshore Oil Corporation и компанией Chevron Overseas Petroleum Ltd. для проведения совместной разведки нефти и газа в береговой зоне 02/31 в заливе Лиадонг в оффшорной зоне Китая.

В 1991 г. «ПЕТРОНАС» начал первые операции во Вьетнаме по разведке и добыче в береговой зоне (блоки 1 и 2). 1994 г. ознаменовался началом добычи нефти на месторождении «Дай Хунг». Во Вьетнаме были открыты нефтяные Блоки 1 и 2 и месторождение «Руби» на шельфе Вунг Тау, добыча нефти на котором началась в 1998 г. В 2003 г. был подписан контракт о совместной разведке и добыче УВ-ресурсов в шельфовых зонах 01/97 и 02/97. В 2006 г. было подписано СРП с компаниями «Chevron» и «PetroVietnam» на Блок 122, а через дочернее предприятие «Petronas (Vietnam) Co Ltd» был открыт второй завод СПГ в провинции Донг Най на юге Вьетнама [10].

В 1998 г. была начата нефтедобыча в Иране на месторождении «Сирри». В мае 2008 г. Иранская нефтяная компания по разработке континентального шельфа и «ПЕТРОНАС» подписали соглашение об инвестировании и реализации проекта по разработке нефтяного месторождения «Халидже Фарс» («Персидский залив») в провинции Бушер, сумма инвестиций в который составляет 1,5 млрд долл. США. Ранее был подписан контракт между иранской нефтегазовой компанией «Парс» и малазийской компанией SKS на разработку нефтяного месторождения «Фердоуси» в Персидском заливе, а до этого между двумя странами был заключён контракт на добычу газа на юге Ирана в районе нефтяного месторождения «Гольшан». Такая активность компании понятна, так как Малайзия хочет опередить своих азиатских и европейских конкурентов в области инвестирования нефтяной и газовой отраслей Ирана [11].

В 2000 г. было подписано соглашение по разведке на двух нефтегазовых блоках «Восточный Каданвари» и «Мехар» в Пакистане, а в 2003 г. «ПЕТРОНАС» получил от правительства Пакистана контракт на разведку и добычу на шельфовых блоках Джи (G) и Эйч (H). На африканском континенте в 1998 г. стартовали первые операции

«ПЕТРОНАС» по нефтедобыче и экспорту из Судана, а в 1999 г. состоялось подписание соглашения с компанией ENI об участии компании «ПЕТРОНАС» в трёх разведывательных зонах на шельфе Габона. В 2000 г. началось строительство трубопровода длиной 1070 км между Чадом и Камеруном по проекту «Chad-Cameroon Integrated Oil Development», а уже в 2003 г. по нему пошла первая партия нефти. Проследим динамику углеводородной ресурсной базы Малайзии.

По состоянию на январь 2006 г. нефтегазовые запасы Малайзии насчитывали 5,25 млрд баррелей нефти (включая и конденсат) и 87,9 трлн стандартных куб. футов природного газа (около 62,8 млрд. куб. м), а потребление составляло 33 млрд куб. м газа. В энергетическом балансе страны природный газ составлял на тот период 49%, нефть – 39%, уголь – 10%, гидроэнергетика – 2%. Общий объём ресурсов «ПЕТРОНАС» составлял 28,3 млрд баррелей нефтяного эквивалента, то есть 26% от всех международных ресурсов.

На 1 января 2011 г. общая ресурсная база Малайзии увеличилась до 20,9 млрд баррелей нефтяного эквивалента в связи с пересмотром ресурсов на существующих месторождениях и открытием новых: Spaoh, Bunga Bakawali и Anjung Kecil, что увеличило ресурсную базу с 5,8 млрд баррелей до 5,9 млрд баррелей нефтяного эквивалента, а запасы природного газа увеличилась с 14,8 до 15,0 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Производство было устойчивым, добавилось ещё одно газовое месторождение Serampang и два новых нефтяных месторождений Западные Belumut и D30, что увеличило общее количество разрабатываемых месторождений в Малайзии в 2011 г. до 117, включая 73 нефтяных и 44 газовых месторождений.

В 2015 г. добыча нефти и газа «ПЕТРОНАС» составила 2,3 млн баррелей нефтяного эквивалента в день, что было на 3% больше, чем в 2014 г. Как отмечают эксперты, следует учитывать, что за последние 14 лет запасы нефти в Малайзии сократились в 1,2 раза до 3,8 млрд баррелей, а добыча упала на 8% до 666 000 баррелей в сутки, но при этом потребление нефти в стране выросло в 1,6 раза до 815 000 баррелей в сутки. Запасы газа также снизились в 2 раза до 1,1 трлн куб. м, тогда как добыча выросла в 1,4 раза до 66,4 млрд куб. м, а потребление – в 1,5 раза до 41 млрд куб. м. (источник Нестеров В., аналитик «Сбербанк СИБ») [12].

По данным ОАО «ВНИИ Зарубежгеология», добыча нефти в Малайзии в 2015 г. составила 31,9 млн т, а газа – 68,2 млрд куб. м. Запасы на 01.01.2016 г. по нефти составляли 500 млн т, а по газу – 1200 млрд куб. м. Следует отметить, что ресурсная база нефти и газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе сужается. В настоящий момент основными производителями нефти в АТР являются только Китай,

Малайзия и Индонезия, а газа – Малайзия, Индонезия и Таиланд, но как считает Нестеров В., у Малайзии возникают проблемы с ресурсной базой, ей нужно пополнять запасы и поэтому нужно привлекать к работе иностранные компании для освоения месторождений, иначе добыча на действующих месторождениях может упасть в ближайшие 10 лет в 1,5–2 раза. По его мнению, «Зарубежнефти» было бы интересно работать на шельфе с «ПЕТРОНАС», тем более, что малазийская компания ведет добычу в т.ч. на шельфе Малайзии и Вьетнама, а у «Зарубежнефти» большой опыт работы на таких месторождениях [13].

В 1980 г. состоялась регистрация первого завода по производству минеральных удобрений «Асеан Бинтулу», что ознаменовало вступление компании «ПЕТРОНАС» в нефтехимический сферу. В 1985 г. этот завод заработал, и был начат экспорт продукции. В 1991 г. был подписан Договор о совместном предприятии с «Бритиш Петролеум Кемикалз» и компанией «Идэмиту Петрокемикалз» по производству этилена и полиэтилена в Кертихе штата Теренггану. Ввод завода в эксплуатацию состоялся в 1995 г. В 1992 г. был введён в эксплуатацию завод по производству полипропилена и метилтретилбутиэтилена/пропилена в г. Гебенг штата Куантан, что ознаменовало вступление компании «ПЕТРОНАС» в интегрированный нефтехимический бизнес.

В 1983 г. был запущен в эксплуатацию первый нефтеперерабатывающий комбинат в Кертихе, а в 1994 г. – в Мелакке. Этот завод является совместным предприятием государственной нефтегазовой компании «ПЕТРОНАС» (53%) и американской CopocoPhillips (47%). В 1997 г. было подписано соглашение между «ПЕТРОНАС» и немецкой компанией «БАСФ Актиенгезелшафт» о строительстве и эксплуатации еще трёх новых нефтехимических комбинатов.

На африканском континенте «ПЕТРОНАС» приобрёл ведущую Южно-Африканскую компанию по переработке нефти и сбыту нефтепродуктов «Энджен Лимитед» с её нефтеперерабатывающими предприятиями в Дурбане, а для торговли сырой нефтью и нефтепродуктами в Малайзии и за рубежом сформировал дочернюю компанию «PETRONAS Trading Corporation Sdn Bhd (PETCO)» [14].

Если говорить о сотрудничестве с Россией, то следует отметить, что в 2010 г., когда Малайзия начала перерабатывать российскую нефть сорта ВСТО, поставляемую по нефтепроводу «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО), НПЗ Melaka II стал первым малазийским предприятием по переработке этого российского сорта [15], а с апреля 2016 г. оператор проекта «Сахалин-2» компания

«Sakhalin Energy» впервые поставила партию нефти (730 тысяч баррелей) на переработку в Малайзию [16].

Итак, «ПЕТРОНАС» активно развивает downstream, осуществляет переработку нефти за рубежом. В Африке сотрудничество в этой сфере развивается с Ботсваной, Бурунди, Камеруном, Республикой Чад, Демократической Республикой Конго, Габоном, Ганой, Гвинеей Бисау, Кенией, Малави, Маврикием, Мозамбиком, Намибией, Руандой, Южной Африкой, Суданом, Танзанией, Угандой, Замбией и Зимбабве; в Европе – с Австрией, Бельгией, Великобританией, Германией, Данией, Испанией, Италией, Нидерландами, Польшей, Португалией, Турцией и Францией; в Латинской Америке – с Аргентиной и Бразилией; в Северной Америке – с США; в АТР – с Китаем, Индией, Индонезией, Японией, Малайзией, а также с Филиппинами, с Таиландом и Вьетнамом; на Ближнем Востоке – с ОАЭ.

В 1981 г. в Куала-Лумпуре была открыта первая автозаправочная станция, а сейчас «ПЕТРОНАС» владеет более 700 АЗС и автомастерских в Малайзии. В 1994 г. компания открыла первую зарубежную АЗС в Камбодже, в 2003 г. – первую АЗС в Судане, а в 2006 г. – в Индонезии. Всего группе «ПЕТРОНАС» принадлежит в мире более 2000 АЗС и автомастерских в Южной Африке, Ботсване, Бурунди, Кении, Лесото, Малави, Маврикий, Мозамбике, Намибии, Свазиленде, Танзании, Замбии, Зимбабве и Судане, где «ПЕТРОНАС маркетинг Судан Limited» обслуживает международный аэропорт в Хартуме, базе операций ООН по программе по продовольствию в Судане. Корпорация поставляет топливо в ООН и миссии миротворческих сил Африканского союза в Дарфуре. В Европе через PLISB производит и продаёт смазочные материалы и средства для легковых и грузовых автомобилей, проводит техобслуживание и исключительную поставку смазочных материалов компании «Фиат» [17].

Компания «ПЕТРОНАС» является крупнейшим производителем сжиженного природного газа в Азии. 29 января 1983 г. первая партия СПГ была экспортирована в Японию с «ПЕТРОНАС СПГ» в Бинтулу штата Саравак. В 1985 г. компанией был осуществлен экспорт первой партии сжиженного нефтяного газа. В 2006 г. компания «Malaysia LNG Sdn. Bhd.» подписала контракт на 15 лет на поставку СПГ с «Shikoku Electric», завод «MLNG Tiga» – на 20 лет с «Toho Gas» и с компанией «Osaka Gas» на 15 лет и Соглашение о купле-продаже СПГ с компанией «Chubu Electric Power» на 20 лет. СПГ идёт в Японию (60%), Южную Корею (18%), Тайвань (13%) и Китай (5%) [18].

Полное завершение работ по реализации проекта по производству СПГ в Бинтулу состоялось в 1996 г.

В 2008 г. малазийская компания «Wah Seong» реализовала многомиллионный контракт, предоставленный «Petronas Carigali», на обслуживание газопроводного проекта Sabah-Sarawak по изготовлению, доставке и хранению труб для прокладки газопровода от нефтегазового терминала Сабах в штате Сабах, до комплекса СПГ в Бинтулу штата Саравак на острове Борнео. Стоимость контракта составила 121,9 млн долл. США [19].

«ПЕТРОНАС» проводит и расширяет программу по использованию природного газа в транспортном секторе для автомобилей. В соответствии со стратегией Малайзии по диверсификации энергетических источников «ПЕТРОНАС» содействует использованию природного газа в рамках своего трёхфазового проекта, начатого в 1984 г. и завершённого в декабре 1997 г. Трансполюстровая система газопровода (2505 км) идёт от газоперерабатывающего комплекса «ПЕТРОНАС» на восточном побережье к западному, и от тайландско-малайзийской границы на севере до Сингапура на юге, и включает в себя 6 газоперерабатывающих предприятий мощностью в 2000 млн куб. футов газа в сутки. Газопровод соединён с транснациональным Тайландско-Малайзийским газопроводом для транспортировки газа из Малайзийско-Тайландской зоны совместного освоения, что усиливает надёжность поставок в страну и одновременно подключает третье государство – участника АСЕАН к проекту газопровода «Газовая сеть АСЕАН». Наиболее важным достижением проекта «Использование газа на полуострове» является усовершенствование двух интегрированных нефтехимических предприятий в Гебенге и Кертихе, а также Централизованного резервуарного парка. «ПЕТРОНАС» также экспортирует газ в Сингапур для выработки электроэнергии (20).

«ПЕТРОНАС» эффективно реализует комплексную программу производства, сбыта и транспортировки своей продукции. Для этого компания приобрела 62% акций национальной судоходной корпорации «MISC Berhad», крупнейшей в мире владелицы и оператора танкеров по доставке СПГ, получив в результате этой сделки преимущество на рынке сжиженного природного газа. Кроме того, «ПЕТРОНАС» инвестировал средства в эксплуатацию трубопроводов в Аргентине, Австралии, Индонезии и Таиланде, а также в хранилища газа и регазификационные объекты СПГ в Европе.

Специалисты «ПЕТРОНАС» считают, что в обозримом будущем их компания и дальше будет оставаться лидером нефтегазовой отрасли Малайзии и вносить вклад в индустриальное

развитие своей страны в ходе реализации плана по достижению Малайзией уровня развитого государства к 2020 г.

Реферативный список:

1. Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире (энергетический аспект) / под ред. Рубан Л.С. М.: Academia, 2014. С. 303-307, 309.
2. Там же.
3. Калюжный В.И., Рубан Л.С. Сотрудничество на Каспии – путь успеху и процветанию. М.: Academia, 2011. С.79-80.
4. Малазийский «ПЕТРОНАС» станет вторым иностранцем, добывающим нефть в туркменском секторе Каспия // Monday. 15 мая 2007. 13:41:07.
5. Старый друг // Нефть и Капитал № 6 июнь 2011. С. 14.
6. Малазийская компания «ПЕТРОНАС» наращивает усилия по разработке нефтегазовых месторождений на Каспии // OilCapital.ru. 4 апреля 2016.
7. Малазийская Petronas стала новым партнером YPF в разработке сланцевых запасов Vaca Muerta // OilCapital.ru. 19 февраля 2014.
8. Petronas выходит из добычи углеводородов в Венесуэле. RusEnergy.com 10.09.2013.
9. Petronas и CNPC ведут переговоры по оффшорным блокам // RusEnergy 1 апреля 2008.
10. Социально-политические сообщества планеты...
11. Иран и Малайзия будут вместе разрабатывать нефтяное месторождение «Халидже Фарс» // RusEnergy 26 мая 2008.
12. Старинская Г. «Зарубежнефть» ищет проекты // Ведомости № 4079 от 23.05.2016. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2016/05/22/641917-zarubezhneft-proekti> 22.05.16 22:37
13. Там же.
14. Социально-политические сообщества планеты...
15. Малайзия начинает перерабатывать сорт ВСТО // Platts Энергоскан 18-24 мая 2010.
16. Sakhalin Energy впервые поставила партию нефти в Малайзию//OilCapital.ru 08.04.2016.
17. Социально-политические сообщества планеты...
18. Там же.
19. Малазийская «Wah Seong» получила от Petronas многомиллионный контракт // RusEnergy 14 апреля 2008.
20. Социально-политические сообщества планеты...

**ПРОГНОЗЫ,
ПРОГНОЗЫ,
35 ТЫСЯЧ ОДНИХ ПРОГНОЗОВ**

(Парафраз цитаты из комедии Н.В. Гоголя «Ревизор»)

На Национальном Нефтегазовом форуме «Технологическая оснащенность и инновационный потенциал нефтегазового комплекса России» 18 апреля 2017 года директор Энергетического центра бизнес-школы Сколково Митрова Т.А. высказала мысль о том, что в настоящих условиях невозможно сделать точный прогноз, поэтому прогнозы должны быть гибкими. Часть специалистов в области ТЭК имеют другую точку зрения, считая, что гибкие прогнозы являются лапидарной констатацией фактов.

На наш взгляд, гибкость долгосрочным прогнозам придаёт система сценариев развития («оптимистичный», «пессимистичный», «умеренный», «рациональный» и т.д.), которые позволяют учесть весь комплекс факторов, влияющих на энергетическую сферу: ресурсную базу и её эволюцию, соотношение спроса и предложения, действие регуляторов рынка нефти, газа, угля, СПГ и других источников энергии, форс-мажор (военные акции, природные катаклизмы, техногенные катастрофы и т.д.), а также политические действия ведущих государств мира. Краткосрочный же прогноз должен быть чётким, точным и одновариантным.

Когда мы начинали в 2004 году свой исследовательский проект в Азиатско-Тихоокеанском регионе наши эксперты тоже сделали ряд прогнозов. В частности, они указывали, что в ближайшие 20 лет потребность в природном газе в странах Северо-Восточной Азии, а именно: в Японии, Республике Корея и Китае увеличится в четыре раза: со 120 млрд куб. м в 2000 году до 500 млрд куб. м. в 2020 году. Некоторые из них полагали, что потребность в природном газе будет расти даже быстрее, чем в нефти. В 2004-2005 годах эксперты исходили из того, что в тот период на страны АТР приходилось 38% мировой добычи нефти и почти 56% мирового спроса на нефть. Страны АТР являлись и являются импортёрами энергоресурсов, и зависимость их от импорта к 2020 году, по прогнозам АPERC (Азиатско-Тихоокеанского исследовательского центра), составит около 18,6% в год.

Согласно данным того же Азиатско-Тихоокеанского исследовательского центра, ёмкость рынка сырой нефти к 2010 году

должна была возрасти до 1.000 млн тонн, включая 550-600 млн тонн (55-60%) в КНР, Японии и Республике Корея. В этих же трёх странах Северо-Восточной Азии ожидаемый импорт сырой нефти, по мнению экспертов, достигнет около 950 млн тонн сырой нефти в 2020 году. Также эксперты прогнозировали рост спроса на природный газ в КНР, Японии и Республике Корея со 134 млрд куб. м в 2002 году до 350-390 млрд куб. м в 2020 году. Точность этих прогнозов мы сможем оценить только в 2020 году, но уже сейчас можно проанализировать данные за промежуточный период, в частности, прогнозы на 2010 год и на 2015 год включительно.

Свой анализ мы начнём с прогноза перспектив потребления нефти в Китае в глобальном и региональном контексте и с прогноза производства и импорта нефти в этой стране, сделанного китайскими экспертами Тяньшу Чу и Кан Ву в ноябре 2005 года в исследовательском Центре «Восток-Запад» (Гонолулу, США). Материал представлен ниже в диаграммах 1-3. Для сравнения в таблицах 1-3 даны реальные статистические данные за отчётные периоды: 2010 и 2015 годы.

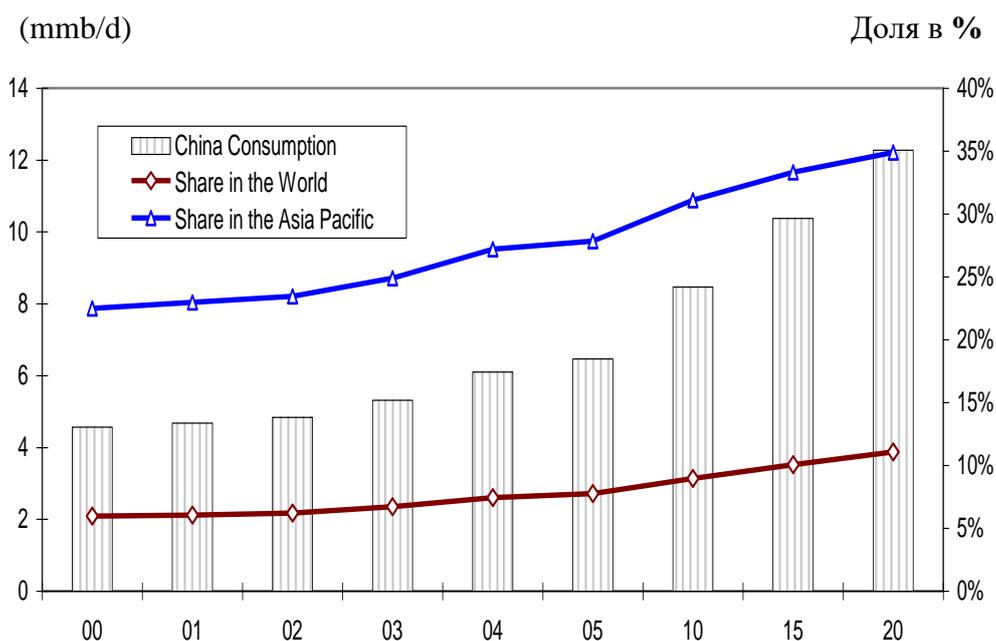


Диаграмма 1. Перспектива потребления нефти в Китае в глобальном и региональном контексте (2005-2020 гг.) [1, 23]

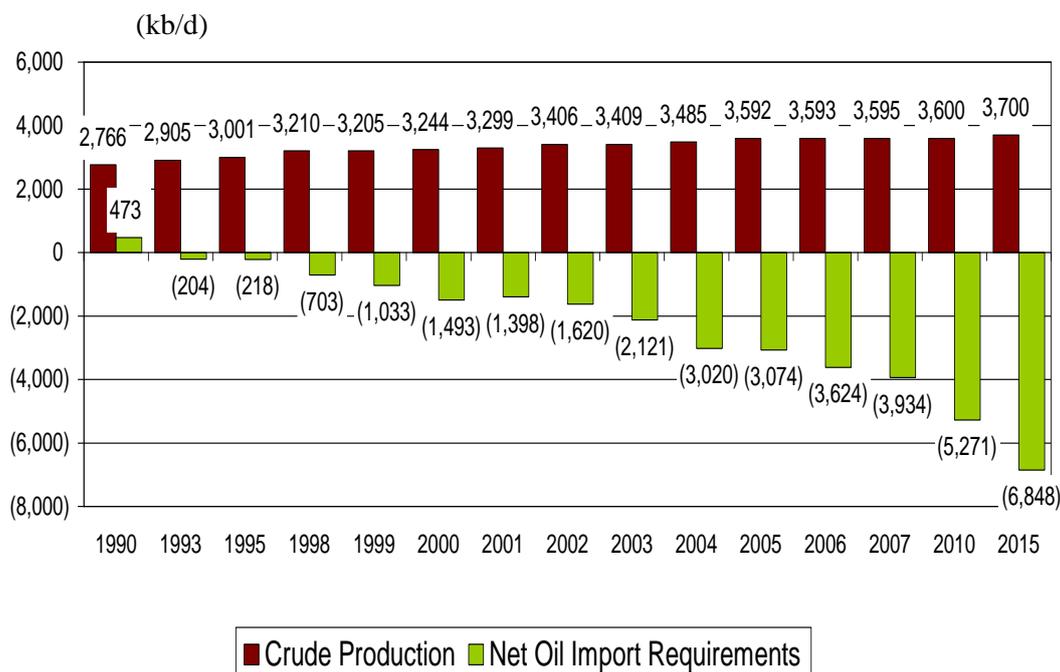


Диаграмма 2. Производство сырой нефти и потребность в нетто-импорте нефти в Китае в 1990-2015 гг. [11, xx]

Таблица 1

Производство, потребление и импорт нефти в КНР (mmbd)

Годы	Добыча		Потребление		Импорт	
	в год	в день	в год	в день	в год	в день
2010 – прогноз		3.6 mmbd		8.2 mmbd		5.271 mmbd
2010 – реально	203 <i>млн твг</i>	4.0 mmbd	447.7 <i>млн твг</i>	9 mmbd	239.3 <i>млн твг</i>	4.8 mmbd
2015– прогноз		3.7 mmbd		10.2mmbd		6.848 mmbd
2015– реально	212.5 <i>млн твг</i>	4.3 mmbd	542.5 <i>млн твг</i>	10.8 mmbd	330.0 <i>млн твг</i>	6.3 mmbd

Источник: Реальные данные согласно National Bureau of Statistic of China. EIA.

Исходя из данных таблицы 1, мы можем сделать вывод, что по всем трём направлениям прогнозы не совпали с реальностью:

- добыча нефти в 2010 г. превысила прогноз на 0,4 mmbd, а в 2015 г. – на 0,6 mmbd;
- потребление нефти в 2010 г. превысило прогноз на 0,8 mmbd, а в 2015 г. – на 0,6 mmbd;
- импорт нефти в 2010 г. оказался ниже прогноза на 0,4 mmbd и на 0,5 mmbd – в 2015 г.

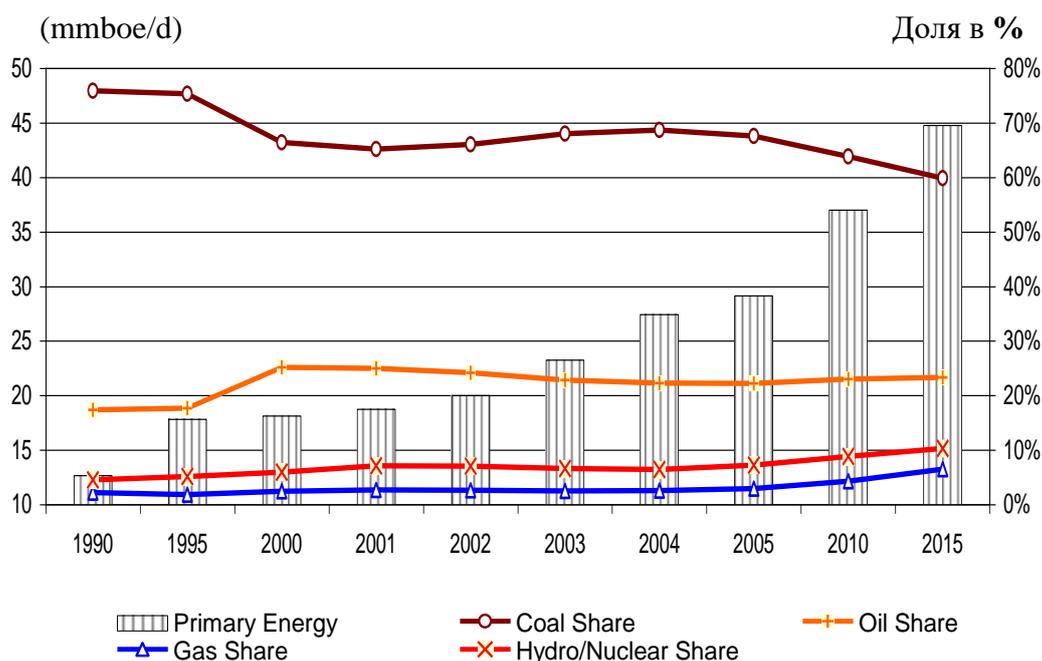


Диаграмма 3. Основное (первичное) потребление энергии. Прогноз для Китая. Базовый сценарий, 1990-2015 гг. [1, с. 23]

Итак, за оба отчётных периода 2010 и 2015 годы прогнозы по структуре потребления первичных энергоресурсов в Китае (в %) и действительность совпали только один раз – по газу. По росту использования нефти прогноз был завышен: в 2010 году – на 4,4-5,4% и в 2015 году – на 5-6%.

По гидроэнергии прогноз был завышен: в 2010 году – на 2,4% и в 2015 году – на 2%. По использованию угля наоборот прогноз был занижен в 2010 году – на mmbtoe/d и в 2015 году – на mmbtoe/d (см. таблицу 2).

Таблица 2

Структура потребления первичных энергоресурсов КНР (в %)

Годы	уголь	нефть	природный газ	Гидро-энергетика
Прогноз на 2010	63-64 занижен	22-23 завышен	4 совпал	9 завышен
2010 – реально	70.5	17.6	4	6.6
Прогноз на 2015	60 занижен	23-24 завышен	5,6 совпал	10 завышен
2015– реально	64,4	18	5.6	8.0

Количественные данные по первичным энергоресурсам (ПЭР) Китая представлены в таблице 3.

Таблица 3

Потребления первичных энергоресурсов КНР (млн т н.э./Мтое)

Годы	уголь	нефть	природный газ	гидроэнергетика
2010	1713.5	428.6	98.1	163.1
2015	1991.3	539.8	167.9	239.9

Источник: «BP Statistical Review of World Energy 2013» и расчеты Пан Ч. по базе опубликованных данных статистического агентства КНР

В суммарном энергопотреблении к началу XXI века в мире доля нефти составляла 40%, углей – 27%, газа – 23%, атомной электроэнергии – 7%, гидроэнергии, солнечной и ветровой энергии – 3%. В балансе энергетических источников России ведущую роль играл природный газ – 52%, нефть – 23%, уголь – 19%. Сравним балансы мирового энергопотребления, сделанные в прогнозах ЕИА и ИЕА в 2004 и 2006 гг.

Наибольшее увеличение спроса на нефть происходит в развивающихся странах, где экономический рост является основным драйвером спроса на нефть. В прогнозах, представленных в диаграммах 4 и 5, акцентировалось внимание на том, что глобальное потребление энергоресурсов определяется в первую очередь ростом населения и экономическим ростом.

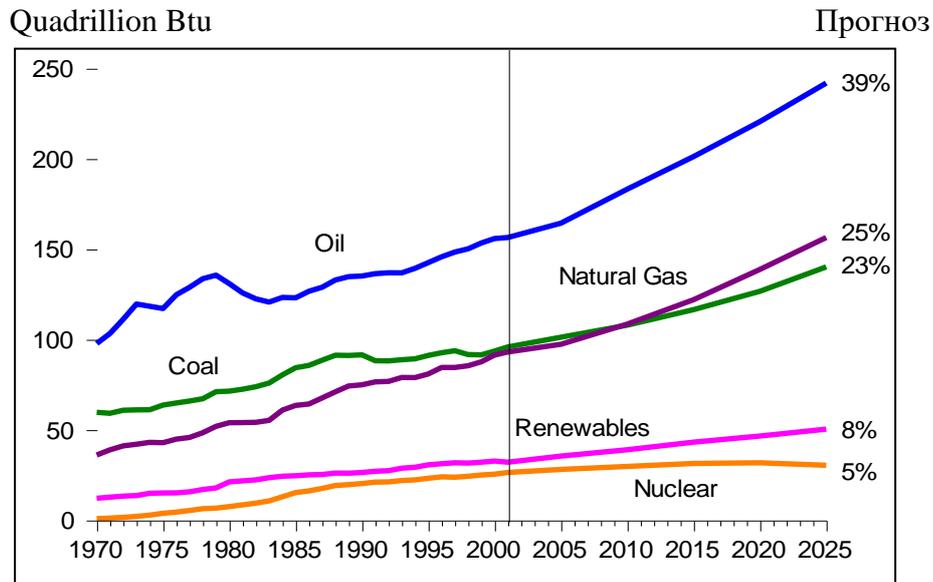


Диаграмма 4. Мировое энергопотребление 1970-2025 гг.

Источник: EIA, International Energy Outlook 2004.

По прошествии двух лет с 2004 к 2006 гг. взгляд на ПЭР у EIA и IEA сильно отличается. И хоть лидирует по-прежнему нефть, уголь в прогнозе IEA в 2006 г. упрочил свою 2-ю позицию, оторвавшись от газа, который, по прогнозам, сделанным EIA в 2004 г., должен был сравняться в 2010 г. с углем и к 2015 г. превзойти его.

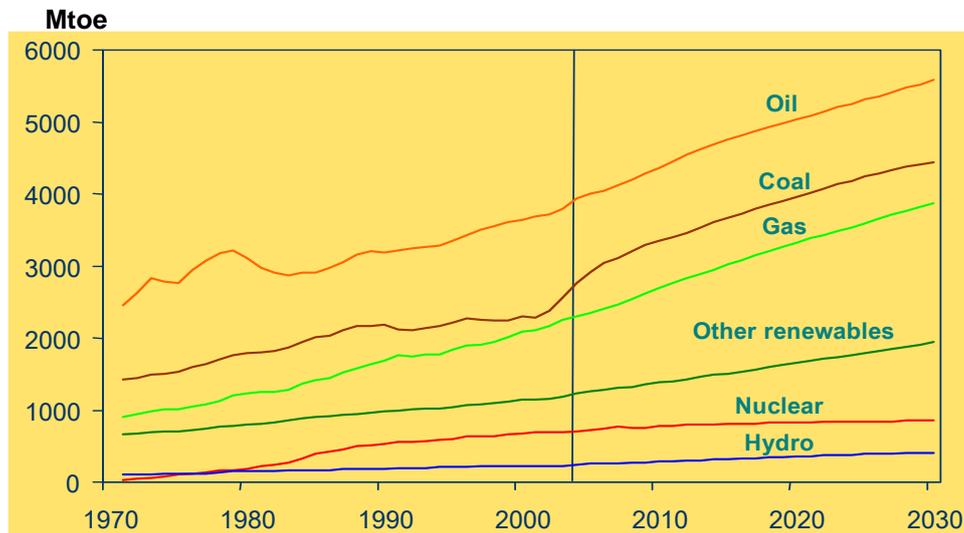
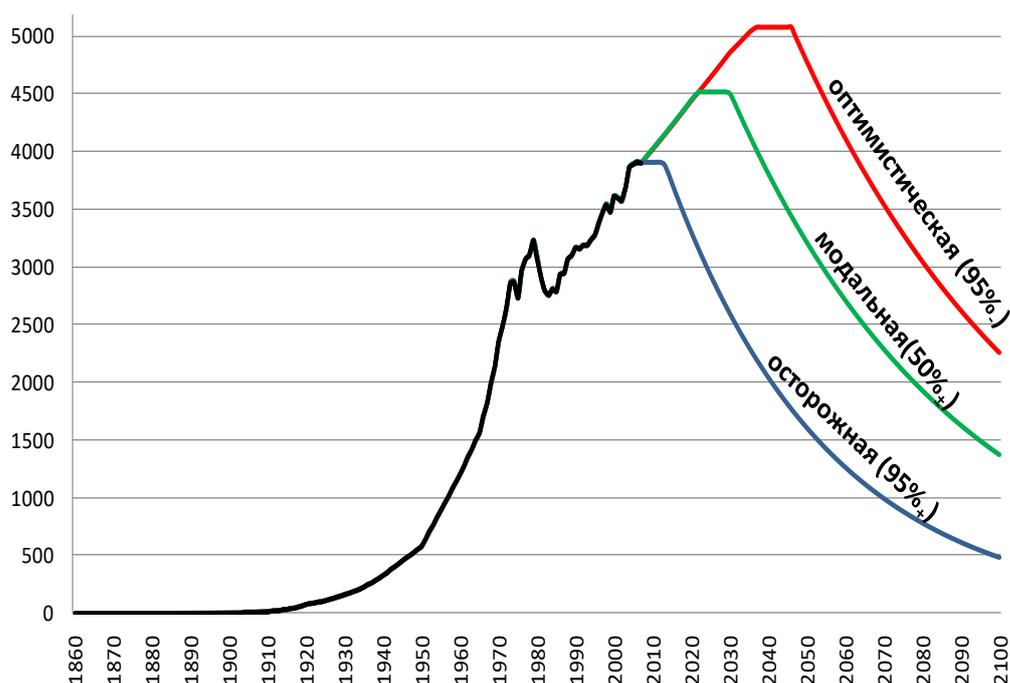


Диаграмма 5. Примерный сценарий мирового потребления энергии

Источник: OECD/IEA, 2006. World Energy Outlook 2006. IEA, AIE.

Интересно привести прогноз, сделанный в октябре 2013 г. на Международной энергетической неделе в совместном докладе Конторовича А.Э., Эпова М.И. и Эдера Л.В. «Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI в.» по мировой добыче нефти на период с 1859 по 2100 гг. с указанием трёх оценок развития ситуации с добычей нефти в мире: оптимистической, модальной и осторожной. Авторы доклада указывали, что наиболее вероятно, что максимальная мировая добыча нефти будет достигнута в 2020 – 2030 гг., а её максимальный уровень составит 4,2 – 4,7 млрд тонн в год. Они отмечали, что уровень добычи нефти 4,2 – 4,5 млрд тонн в год можно будет удерживать до конца сороковых годов XXI в., а к концу XXI в. накопленная добыча нефти может составить 470-500 млрд тонн, а годовая добыча – 2,1 – 2,4 млрд тонн в год, то есть снизится до уровня первой половины 70-х годов XX века.

Отмечая, что в 2012 г. добыча газа в мире достигла 3,3 трлн куб. м, Конторович А.Э., Эпов М.И. и Эдер Л.В. указывали, что добыча газа превысит 5 трлн куб. м в период 2040-2050 гг. XXI века [2, с. 12,14].



*Диаграмма 6. Мировая добыча нефти в 1859–2100 гг.
(в млрд тонн в год) [2, с. 11].*

Следует отметить, что *потребление первичной энергии по странам крайне неравномерно: основными потребителями энергоресурсов являются США, Китай и Россия, на них приходится 40%*. Десять лет назад (в 2007 г.) эксперты в оптимистичных прогнозах предсказывали прирост мирового спроса на энергоресурсы в период до 2020 г. примерно на 2% в год, то есть с 9 млрд тонн условного нефтяного эквивалента в 2000 г. до более, чем 13 млрд тонн условного нефтяного эквивалента в 2020 г. При этом около двух третей спроса – за счет нефти и газа.

И основания для такого оптимизма у прогнозистов были: в 2007 г. энергопотребление в мире по сравнению с 2006 г. увеличилось на 2,4%, а энергопроизводство на 1,4% вследствие роста потребления в развивающихся странах.

Диаграмма 7 показывает, что теперь и в прогнозе на 2030 г. на ископаемые виды топлива приходится большая часть роста мирового спроса на энергию, хотя и негидро возобновляемые источники энергии растут быстрыми темпами. По прогнозу доля ископаемого сырья увеличится до 83% от общего потребления энергоресурсов.

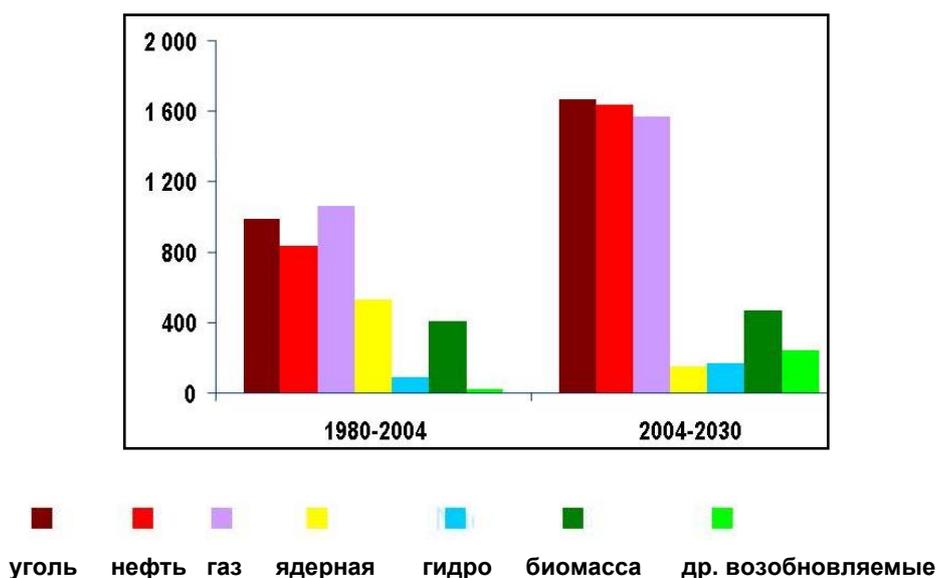


Диаграмма 7. Примерный сценарий: Примерный прирост мирового потребления энергии

Глубокий анализ ресурсов нефти в контексте прогноза мирового спроса был сделан в 2012 году профессором Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина Миловидовым К.Н. Учитывая, что МЭА (IAE) оценило в 2011 году

совокупную величину традиционных и нетрадиционных ресурсов в размере 8000 млрд баррелей (Gb), а в 2012 г. ежегодное мировое потребление составило 33 Gb (90 Mb/сут.), он сделал предположение, что если исходить из стабилизации мирового потребления, то, возможно, оно будет составлять 36 Gb (100 Mb/сут.) и до 2050 г. будет использовано 1300 Gb. Сравнение между этими величинами ресурсов (1300Gb и 8000Gb) позволяет рассчитывать на отсутствие напряжённости в нефтеобеспечении.

Чтобы лучше судить о будущих перспективах, в эти данные Миловидов внёс необходимые уточнения. Он указывал, что традиционная нефть обеспечивает лишь 2500 Gb. После 2030 г. прогнозируется падение добычи этого типа нефти. Для компенсации данного спада необходимо мобилизовать всё более крупные запасы нетрадиционной нефти, при условии, что потребление стабилизируется на уровне 100 Mb/сут. И Миловидов делал вывод, что, учитывая имеющиеся ресурсы, такая гипотеза реальна, но главный вопрос заключается в необходимости эффективно и своевременно мобилизовать эти ресурсы, так как их освоение связано с рядом серьезных *ограничений* – геополитического, технологического, экономического, финансового и экологического характера [3, с. 4-5].

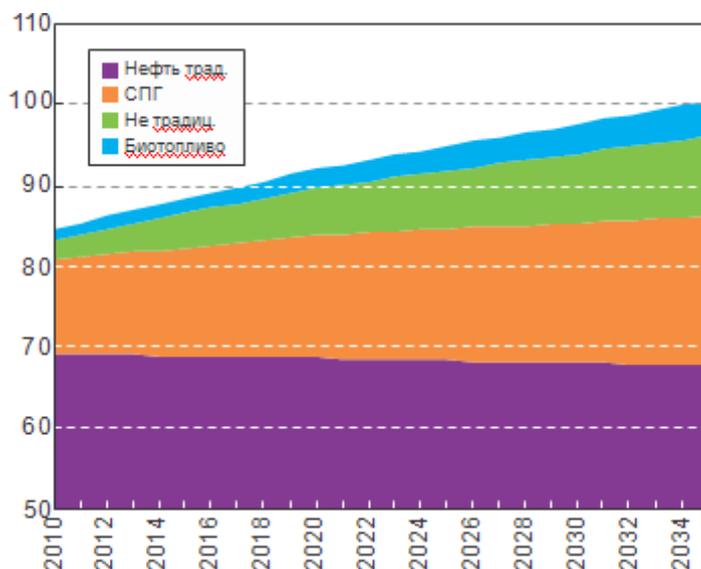


Диаграмма 8. Долгосрочное моделирование добычи традиционной и нетрадиционной нефти (2010-2034 гг.)

Источник: AIE WEO 2011, Scénario «nouvelles politiques»

Годовая добыча Мб/сутки

Сверху-вниз – традиционная нефть (включая СПГ)
Снизу-вверх – нетрадиционная нефть

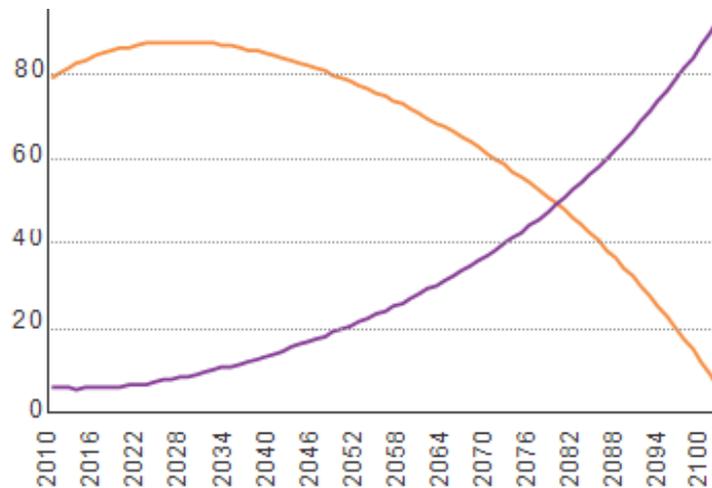


Диаграмма 9. Прогноз добычи традиционной и нетрадиционной нефти для годового потребления 100 Мб/сутки.

Источник: IFPEN

Однако сценарии добычи нефти, как указывал Миловидов К.Н., отличаются в зависимости от вложенных инвестиций (диаграммы 10 и 11).

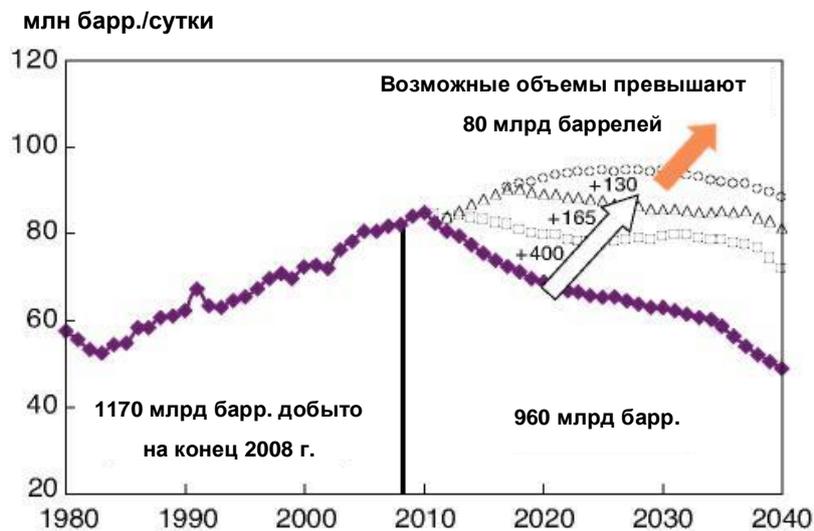


Диаграмма 10. Сценарии добычи нефти и конденсата в зависимости от инвестиций [5, с. 1-2].

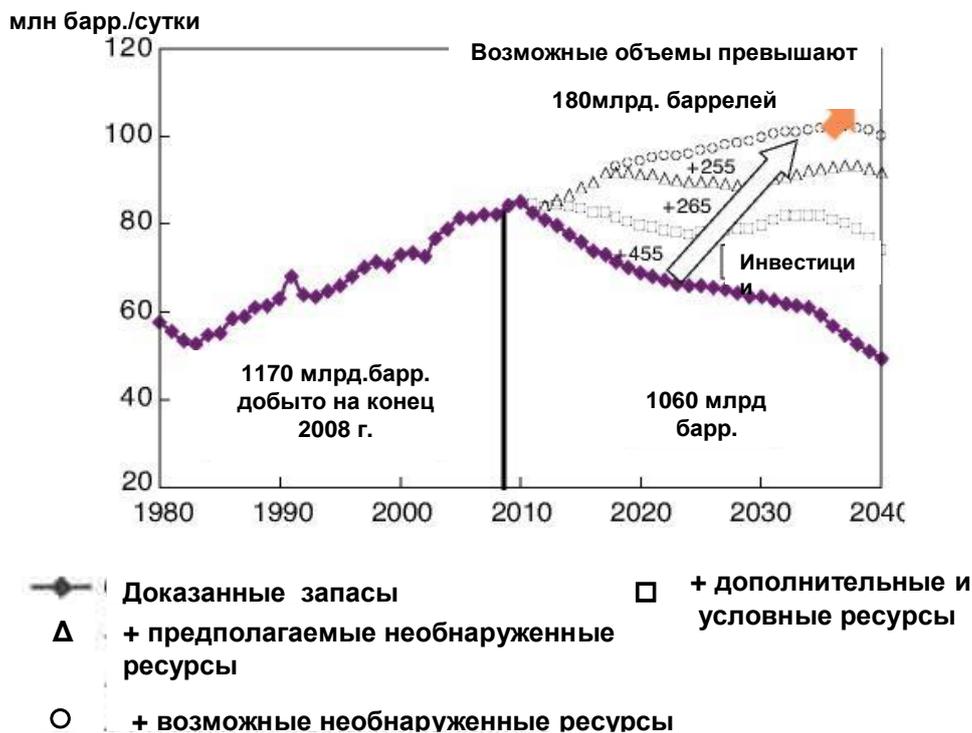


Диаграмма 11. Сценарии добычи нефти и конденсата в зависимости от инвестиций

Прогноз добычи нефти из разных источников показан в диаграмме 12, которая показывает, что, если до 2008 г. по добыче нефти лидировали страны Ближнего Востока, входящие в ОПЕК, то в 2015 г. к ним практически вплотную приблизились неОПЕКовские страны, нефтепроизводители, что дало возможность экспертам спрогнозировать, что к 2030 г. добыча нефти в этих странах сравняется.

Обоснованность этого прогноза подтверждает диаграмма 13, показывающая, что, как в настоящий момент, так и в предшествующий период запасы нефти стран, не входящих в ОПЕК, превышали и превышают запасы нефти стран, входящих в ОПЕК, хотя неОПЕКовские страны и отстают от доли продаж от ОПЕКовских нефтяных экспортеров. Однако данный прогноз не учитывал экспортные возможности США по сланцевой нефти, так как он был сделан до начала бума сланцевой революции в США, хотя и теперь некоторые эксперты очень осторожны в прогнозах экспортных возможностей США по сланцевой нефти в отдалённом будущем в связи с затратностью этой добычи.

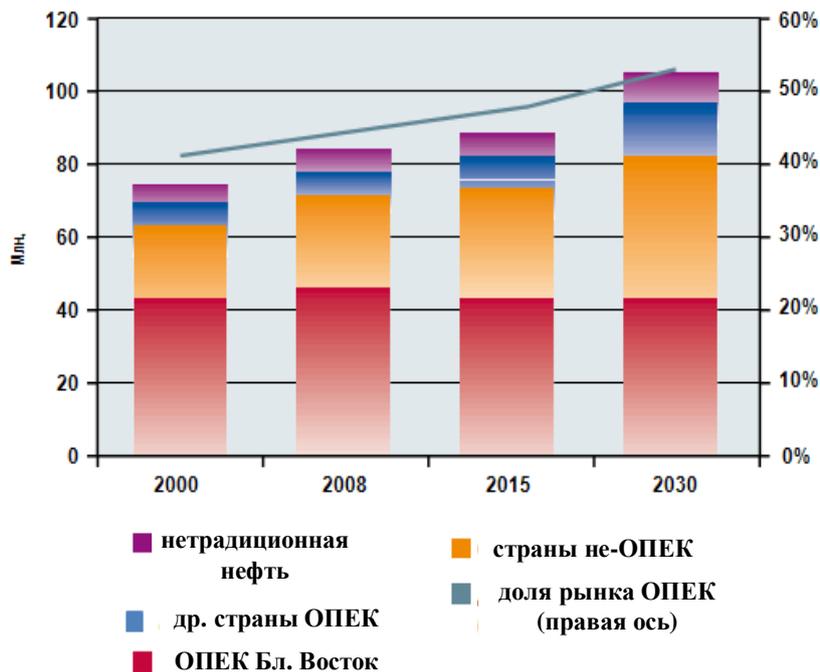


Диаграмма 12. Добыча нефти из разных источников

Источник: World Energy Outlook 2009

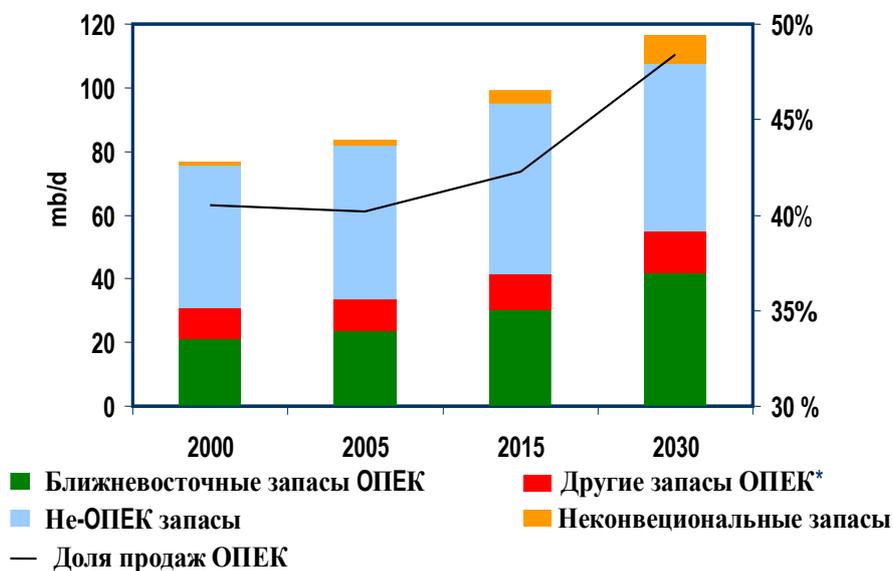


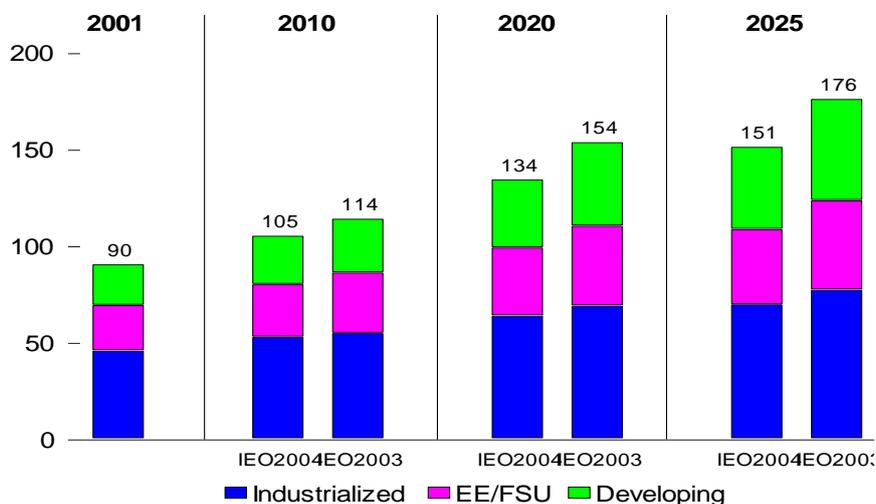
Диаграмма 13. Примерный сценарий: основные мировые запасы нефти. Источник: World Energy Outlook 2009

Экспертное мнение единодушно в прогнозе, что основные затраты энергии связаны с ростом экономики, в первую очередь,

развивающихся стран, а в отраслевом отношении по энергопотреблению безоговорочно лидирует транспорт. Диаграммы 14-16 показывают регионы и отрасли – основные потребители энергии, нефти и газа.



Диаграмма 14. Примерный сценарий: структура потребления нефти, 2004-2030 гг.



индустриальные страны ЕС/б. СССР развивающиеся страны

Диаграмма 15. Потребление природного газа по регионам (в трлн куб. футов)

Источник: EIA, International Energy Outlook 2004, International Energy Outlook 2004.

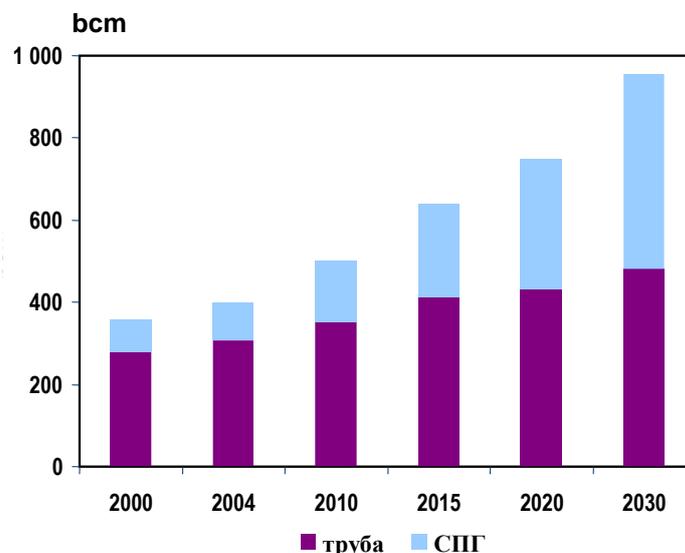


Диаграмма 16. Примерный сценарий мирового межрегионального рынка природного газа

Глобальный рынок газа расширился в 1.5 раза, причём в 2-3 раза увеличение пришлось на экспорт из России, Средней Азии и Северной Африки, а значительную часть этого экспорта составил СПГ. Прогнозы, сделанные в 2005 г., по потреблению Китаем природного газа к 2020 г. были следующими:

- Китайский институт по изучению энергии (China's Institute for Energy Studies) предсказал ежегодный спрос Китая по газу в объёме 236 млрд куб. м (bcm) к 2020 г.;
- Департамент энергетики США оценил его в 120-220 млрд куб. м (bcm);
- предсказания японских экспертов были сходными с американскими и равнялось 120-190 млрд куб. м (bcm);
- наименьший оптимизм по потреблению Китаем природного газа в 2020 г. выразило Международное энергетическое агентство, определив его в 110 млрд куб. м (bcm).

В тот же период – в ноябре 2005 г. – в Центре «Восток-Запад» (Гонолулу, США) авторитетный американский эксперт **Фешараки Ф.** вместе с **Хосое Т.** анализировал глобальный бизнес нефти и газа. Исследователи считали, что рост потребления нефти в Китае, вероятно, уменьшится с 800 килобаррелей в день в 2004 г. до 350 килобаррелей в день в 2005 г. или на 56%. В Индии они также прогнозировали сокращение потребления нефти с 120 килобаррелей в день в 2004 г. до 110 килобаррелей в день в 2005 г., то есть на 10%. «Откуда и куда будет идти газ?» спрашивали Ф. Фешараки и Т. Хосое (таблица 4).

Таблица 4

Рынок СПГ. Новые и традиционные покупатели [5]

<i>Новые покупатели</i>	2003	2004	2005	2010	2015
США	10.4	13.4	15	51	89
Китай				13.6	37.4
Индия		2.0	5.5	14	24
Всего	10.4	15.35	20.5	78.6	150.4
<i>Традиционные покупатели</i>	2003	2004	2005	2010	2015
Япония	59.1	57.1	58.3	62.5	66.9
Республика Корея	19.4	22.2	21.9	27.4	35.4
Тайвань	5.6	6.8	7.2	10.2	13
Всего	84.1	86.1	87.4	100.1	115.3

Фешараки Ф. затронул труднейшую дилемму современности: «Высокие цены на энергоносители и высокий уровень потребности в них», и задался вопросом: «Могут ли потребители платить по 8 долларов за 1 млн британских тепловых единиц (1 тысяча куб. футов природного газа) или по более высокой цене?» Вот каким было его мнение: «Сегодня все и каждый говорят «нет», но потребители в Японии, Республике Корея, Тайване и США не имеют выбора. Они платят высокую цену за нефть и они в состоянии позволить себе высокую цену за газ, но делают это неохотно и с большим сопротивлением, особенно в энергетическом секторе. Он спрашивал: «Могут ли потребители в Китае и Индии платить такие высокие цены? А производители минеральных удобрений?» и отвечал: «Ответ в высшей степени сомнительный. Китай и Индия всё ещё не склонны перейти на газ. Они будут продолжать использовать уголь как более дешёвое и лучшее по цене топливо. Некоторые сектора экономики могут платить высокие цены, но большинство не могут, особенно в энергетическом секторе» [5]. Таким образом, Фешараки акцентировал внимание на трудной дилемме: уголь или нефть и газ?

Но прогнозу Фешараки Ф. было не суждено сбыться. Исследователь, живущий в Америке, не смог предвидеть к чему приведёт разработка сланцевого газа и нефти в США и Канаде, что сланцевая революция превратит США из крупнейшего импортера углеводородов в экспортера нефти, газа и нефтепродуктов, а дешёвый уголь из США наводнит Европу. Однако не только Фешараки Ф., но и другие, в частности российские, эксперты проглядели нарождающуюся тенденцию. Ниже представлен сценарий по импорту нефти в период

2005-2030 гг., сделанный в 2006 г. Международным энергетическим агентством (IEA, World Energy Outlook 2006).

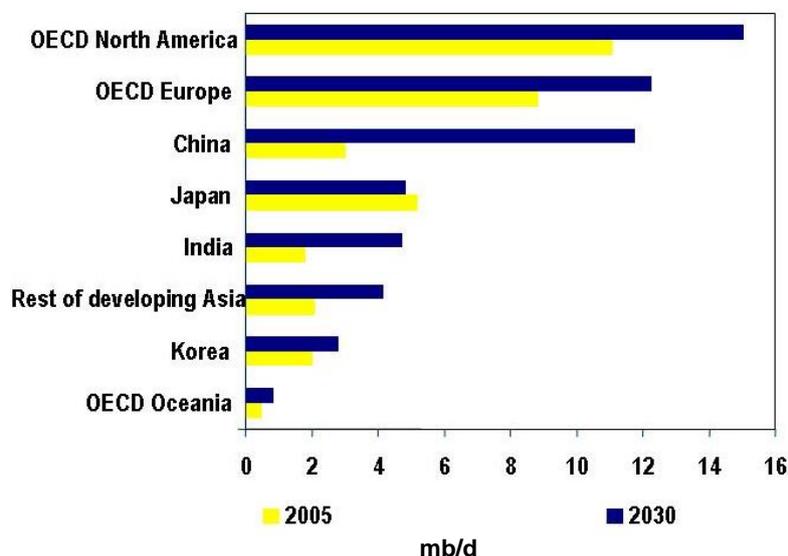


Диаграмма 17. Примерный сценарий нетто-импорта нефти

Диаграмма 17 показывает, что Китай сделал большой скачок в импорте нефти в абсолютном выражении.

По сжиженному газу (СПГ) на АТР приходится около 60% общемировой торговли СПГ и регион лидерство в росте спроса на него. Если первоначально основными региональными производителями и экспортерами СПГ в АТР были:

- из стран АТР: Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней;
- из стран Ближнего Востока: Оман, Катар, ОАЭ,
- из Северной и Западной Африки: Алжир, Египет, Нигерия;
- кроме того, в Японию и Южную Корею СПГ поставлялся также из США (с Аляски), Тринидада и Тобаго.

К концу первого десятилетия XXI в. лидирующую позицию в этой сфере занял Катар, который в 2015 г. занимал 30% глобального рынка СПГ. В июне 2017 г. положение Катара ухудшилось из-за разрыва отношений с рядом стран в связи с обвинением Катара в поддержке терроризма. За Катаром по экспорту СПГ в АТР следовали Малайзия и Австралия (около 10% каждая), Нигерия, Индонезия, Тринидад и Тобаго, самый давний в этой сфере экспортер – Алжир (от 7,6 до 5,1%), и РФ (около 5%). В настоящий момент предложение СПГ опережает спрос на него. Какую нишу сможет занять СПГ из США? Специалисты из «ВЫГОН-консалтинг» указывают, что в 2017 г. США

производит 9 млн тонн СПГ, к 2018 г. производство должно возрасти до 23 млн тонн, к 2019 г. – до 41 млн тонн, а к 2020 г. – 73 млн тонн [6].

Как указывают американские эксперты, безопасность и бесперебойность поставок СПГ – это важный критерий оценки деятельности экспортёров СПГ наряду с вопросом о цене. Как отмечает Вуд Д., потребителям нужна обширная снабженческая база, позволяющая минимизировать негативные последствия перебоев в нерегиональных поставках. Однако увеличение количества поставщиков также повышает риски (к примеру, кораблекрушения, атаки террористов на газо-возы в проливах и т.д.), что может привести к нарушению поставок и росту цен на природный газ для конечных потребителей. В качестве эффективного способа решения этой проблемы предлагается расширение географии поставок [7, с. 81], а это как раз выгодно России.

«Каковы перспективы на рынке СПГ в АТР?» Хосое Т., Айк А., Фешараки Ш., Вонг С. продолжили дискуссию на эту тему, начатую Фешараки Ф. в 2005 г., анализируя потребности стран Северо-Восточной Азии в СПГ и указывая, что большая часть ожидаемого роста будет покрыта за счёт существующих или будущих контрактов на поставку СПГ. В качестве наиболее вероятных покупателей незаконтрактованного СПГ они называли Индию, Тайвань и Японию.

Вывод, который сделали исследователи: «Поставщики заблуждаются, считая, что рынок АТР сможет поглотить значительные объёмы СПГ в ближайшие годы. Даже при относительно низких ценах спрос в АТР с учётом существующих обязательств будет недостаточным» [8, 32-33]. Относительно цены на газ и платежеспособности населения, о чем так беспокоился в 2005 г. Фешараки Ф., эксперты отмечали, что в последние 3-4 года доступность газа в различных отраслях, в частности, в Индии возросла, и большинство потребителей в состоянии платить за поставляемый газ цену в 7-9 долларов США за 1 млн британских тепловых единиц.

Крупнейшими потребителями и импортерами СПГ, на долю которых приходится более половины мирового потребления сжиженного природного газа, являются: Япония и Южная Корея. В **Южной Корее** сейчас по приёму СПГ действуют 5 терминалов общей мощностью 152,9 млрд куб. м в год.

В КНР в прибрежных провинциях функционируют 16 терминалов для приёма СПГ. Государственной комиссией развития и реформ КНР прогнозировалось, что до 2020 г. Китай будет импортировать 35 млрд куб. м СПГ в год, в эквиваленте 25 млн тонн СПГ, но уже в 2015 г. импорт сжиженного природного газа в Китай превысил прогноз и составил 26,2 млн тонн. В то же время в 2016 г.

компания CNOOC заявила, что откладывает строительство своих 4-х терминалов по приему СПГ на период после 2020 года.

В отличие от Китая *в Японии* до аварии на Фукусиме не предполагалось большого строительства терминалов СПГ сверх 28-ми.

Спрос на газ в мире на протяжении последних двух десятилетий только с 1990 по 2010 годы вырос на 60%, что соответствовало годовому приросту 2,4%. Если спрос будет расти такими же темпами, то, как считают американские эксперты, потребление газа в мире за период с 2010 по 2030 годы вырастет с приблизительно 3,1 трлн куб. м в год до почти 5,1 трлн куб. м год» [9, с. 34-36]. Проследим динамику потребления газа в АТР:

Таблица 5

**Потребление газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе
в 1970-2006 гг., млрд куб. м**

Регион	1970	1980	1990	2000	2006
Китай*	3,7	13,9	15	26,1	58
Япония	4,0	24,9	49,9	74,9	84,6
Республика Корея			3,4	21,0	34,2
Прочие	8,0	31,7	90,4	175,8	264,2
Всего	15,7	70,4	158,6	297,8	438,5

* Включая Сянган (Гонконг) с 1997 г. и Аомэнь (Макао) с 1999 г.

В 2008 году использование газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе достигло почти 500 млн куб. м, а импорт сжиженного природного газа превысил 60 млрд куб. м [4, с. 6]. Рынок АТР доминирует в мировом потреблении СПГ, но его доля постепенно снижается с 72% в 1990 году до 60% в 2010 году. Тем не менее, рост абсолютных объёмов потребления СПГ в АТР превышает 15% в год за последние годы. [10, с. 26].

В 2015 году только один Китай импортировал 26,2 млн тонн СПГ. В таблицах 5 и 6 показан прогноз динамики баланса природного газа в Северо-Восточной Азии и прогнозируемый рост спроса на газ и рост газового нетто-импорта в Китае, Японии и Республике Корея, а также рост добычи газа в Китае в период до 2030 года [11, с. 103-104].

Таблица 6

Прогноз динамики баланса природного газа в СВА (млрд куб. м)

Страна	2015	2020	2025	2030
<i>Спрос на газ</i>				
Китай – прогноз	110-130	150-170	180-200	220-250
Китай – реально	167.9	Прогноз занижен		
Япония – прогноз	100-110	110-120	115-125	125-135
Япония – реально	191	Прогноз занижен		
Респ. Корея – прогноз	35-40	40-45	45-50	50-60
Респ. Корея – реально	39.2	Прогноз практически совпал		
Всего по прогнозу	245-280	300-336	340-375	395-445
Всего реально	359.1	Прогноз занижен		
<i>Добыча газа</i>				
Китай – прогноз	100-110	120-130	130-140	140-150
Китай – реально	133.68	Прогноз занижен		
<i>Нето-импорт</i>				
Китай – прогноз	10-20	30-40	50-60	80-100
Китай – реально	57.95	Прогноз занижен почти в 5 раз		
Япония – прогноз	100-110	110-120	115-125	125-135
Япония – реально	117.83	Прогноз занижен		
Респ. Корея – прогноз	35-40	40-45	45-50	50-60
Респ. Корея – реально	46.45	Прогноз занижен		
Всего по прогнозу	145-170	180-205	210-235	255-295
Всего реально	222,23	Прогноз занижен		

Сначала события 11 марта 2011 г. в Японии внесли свои коррективы в прогнозы, и ожидалось, что в связи с закрытием АЭС потребление и импорт СПГ в Японию будет резко нарастать, но прогнозисты не смогли предугадать насколько быстро это произойдет. За первое полугодие 2015 г. объем потребления природного газа в Японии составил 114,5 млрд куб. м, а в целом за год – 191 млрд куб. м. Таким образом, прогноз был превышен почти в два раза. о импорту газа Японией прогноз на 2015 г. тоже не оправдался, он был занижен: вместо 100-110 млрд куб. м Япония в 2015 г. импортировала 117.83 млрд куб. м. Кроме того, Япония сократила импорт нефти до минимума – 195.5 млн куб. м с 1988 г. (192,2 млн куб. м) в связи с ослаблением спроса на нее из-за сокращения населения и более эффективных автомобилей. Импорт составил примерно 3,37 млн баррелей в сутки, а в стоимостном выражении. – около 8,18 трлн иен

или 69 млрд долларов США. Это ниже на 41%, чем в 2014 г. В страну было ввезено 85,05 млн тонн СПГ, что на 3,9% ниже, чем в 2014 г. [12].

Таблица 7

Прогноз динамики баланса нефти в СВА [11, с. 103-104].

Страна	2015	2020	2025	2030
Спрос на нефть (млн тонн)				
Китай – прогноз	450-500	500-600	600-700	700-900
Китай – реально	542.5 ¹⁰	Прогноз занижен		
Респ. Корея – прогноз	115-125	125-135	135-145	145-160
Респ. Корея – реально	111.7	Прогноз завышен		
Всего по прогнозу	835-900	885-1010	985-1120	1095-1340
Добыча нефти (млн тонн)				
Китай – прогноз	165-185	150-170	130-170	110-160
Китай – реально	212.5	Прогноз занижен		
Всего по прогнозу	170-190	160-180	140-180	120-170
Нетто-импорт (млн тонн)				
Китай – прогноз	285-315	350-430	470-530	590-740
Китай – реально	330.0	Прогноз занижен		
Япония – прогноз	270	250-265		
Япония – реально	159.5	Прогноз завышен		
Респ. Корея – прогноз	115-125	125-135	135-145	145-160
Респ. Корея – реально	137.2	Прогноз занижен		
Всего по прогнозу	665-710	725-830	845-940	975-1170

По Китаю прогнозы были занижены и по спросу на газ, и по добыче, а по импорту газа – почти в пять раз. В 2015 г. трубопроводный газ КНР получала в объеме 28 млрд куб. м из Туркменистана и 12 млрд куб. м – по газопроводу их Мьянмы. Общий объем импорта СПГ в Китай в 2014 г. составил 19,9 млн т, из их из РФ (с Сахалина) – 0,65 млн т.

Прогноз по спросу на газ *в Респ. Корея* практически совпал с реальными данными (это было единственное совпадение), а по импорту газа был занижен, так же, как и прогнозы по импорту газа в КНР и Японию. В таблице 7 дана вероятная динамика баланса нефти в Северо-Восточной Азии.

Как мы видим, в таблицах 6 и 7 прогнозов на 2015 г. совпал только один по спросу на газ в Респ. Корея. В начале статьи мы отмечали, что по прогнозам на 2010 и на 2015 гг. по структуре потребления первичных энергоресурсов в КНР совпали прогнозы по

¹⁰ По другим данным, 539,8 млн т.

потреблению природного газа в Китае в 2010 и 2015 гг. (см. диаграмму 3 и таблицу 2). В остальных случаях прогнозы не совпали с действительностью в связи с той или иной степенью отклонения в большую или меньшую сторону.

Таким образом, рассмотрев реальную и прогнозную потребность в нефти и газе США и АТР в целом, в продолжение статьи мы остановимся на задачах, которые стоят перед Россией по осуществлению эффективного развития ТЭК и УВ-экспорта в АТР, что нашло отражение в Энергетических стратегиях России до 2020 г., до 2030 г., и в прогнозе Энергетической стратегии до 2035 г.

Реферативный список:

1. Tianshu Chu, Fellow, Kang Wu. China's Energy in Transition: Regional and Global Implications. EWC, Honolulu. November 23, 2005.
2. Конторович А.Э., Эпов М.И., Эдер Л.В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI в. Доклады Международной энергетической недели-2013. С. 12, 14.
3. Миловидов К.Н. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа: состояние и перспективы освоения. М., 23.03.2012. С. 4-5.
4. Коржубаев А.Г. Тихоокеанский рынок нефти и газа – основное направление экспортных поставок из России // Бурение и нефть. 2010. № 1. С. 6.
5. Fesharaki F., Hosoe T. Global Oil and Gas Business: Where are We Heading. EWC. October 3, 2005.
6. Коммерсантъ. 04.04.20174.
7. Вуд Д. СПГ: расширение географии поставок и геополитические риски // Oil&Gas Journal. 2006. С. 81.
8. Хосое Т., Айк А., Фешараки Ш., Вонг С. Азиатский локомотив. Поддержат ли страны АТР спрос на СПГ? // Oil&Gas Journal Russia. Май 2009. С. 32 – 33
9. Крэндел Д., Пехливанова Б., Хенкер М. США превращаются в экспортёра СПГ в условиях острой конкуренции // Oil&Gas Journal Russia. 2010. № 6. С. 34 – 36.
10. Митрова Т.А. России важно чётко заявить об инвестиционных планах по новым СПГ-проектам // Oil&Gas Journal Russia. 2012. Апрель. С. 26.
11. Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках). М.: Academia, 2012. С. 103 – 104
12. Япония в 2015 году сократила импорт нефти до минимума с 1988 г. URL:<https://vaua.org/yaponiya-v-2015g-sokratila-import-neftido-minimuma-s-1988g/html> (Дата последнего обращения 15.02.2017).

Статья «Прогнозы развития ТЭК России в Энергетических стратегиях РФ до 2020 г., до 2030 г., проекте ЭС до 2035 г. и экспертных оценках»

ВСЁ, ЧТО СБЫЛОСЬ И НЕ СБЫЛОСЬ

в журнале «Бурение и нефть» № 11, 2017. С. 4-16.

Рассмотрим и сравним Энергетические стратегии России на период до 2020 г. (далее ЭС-20), до 2030 г. (далее ЭС-30) и проект до 2035 г. от 1 февраля 2017 г. (далее ЭС-35), сопоставив прогнозы, сделанные в них с реальными данными.

Итак, в ЭС-20 были заложены два базовых варианта социально-экономического развития страны – умеренный и оптимистический, а также благоприятный как промежуточный между двумя базовыми и критический вариант, который мог развиваться при неблагоприятных внешних и внутренних условиях, низких мировых ценах на нефть и снижении спроса на российские сырьевые товары.

Оптимистический и благоприятный варианты основывались на **высоких** (как оценивали их в тот период) мировых ценах на нефть марки Юралс **до 30 долларов** за баррель в 2020 г. и газ **138 долларов** за 1000 куб. м в 2020 г. В умеренный вариант были заложены стабильные мировые цены на нефть марки Юралс на уровне **18,5 долларов** за баррель и средние контрактные цены на газ, не превышающие **118,5 долларов** за 1000 куб. м.

В ЭС-30 была сделана работа над прогнозными ошибками ЭС-20, во многом связанными с тем, что ни один российский или зарубежный эксперт даже не предполагал о гигантском скачке цен на нефть, а затем о резком их обвале. Рост мировых цен на нефть с 27 долларов США за баррель в 2000 г. до 94 долларов в 2008 г. дал почти 4-кратное превышение прогнозных оценок ЭС-20. В 2011 г. стоимость основного экспортного товара России – нефти на мировом рынке поднималась до 110 долларов за баррель [1, 15]. В 2012 г. средняя цена марки Urals была порядка 90 долларов, но в 2014 г. она опустилась до 50 долларов за баррель, а в ноябре 2015 г. составляла 43 долларов и в декабре 2015 г. упала ниже 40 долларов за баррель.

В проект ЭС-35 был заложен прогноз по уровню мировых цен на нефть марки Urals до 2020 года в пределах от 40 до 50-65 долларов за баррель (в долларах США 2014 г.), с последующим ростом к 2035 году до 80-100 долларов за баррель. Однако, на наш взгляд, особого доверия этот прогноз не вызывает, так как в приложении не даётся обоснование

этих цифр и механизм расчёта, к тому же сделавшие его эксперты неоднократно ошибались при подготовке прогнозов в ЭС-20 и ЭС-30.

В ЭС-20 было спрогнозировано увеличение добычи нефти: с 324 млн тонн в 2000 г. (379 млн тонн в 2002 г.); до 445 – 490 млн тонн в 2010 г. и до 450 – 520 млн тонн в 2020 г.

Увеличение добычи газа в ЭС-20 прогнозировалось в следующем объёме: с 584 млрд куб. м в 2000 г. (595 млрд куб. м в 2002 г.); до 635 – 665 млрд куб. м в 2010 г. и до 680 – 730 млрд куб. м в 2020 г. (см. таблицу 1). Относительно добычи нефти в Российской Федерации в ЭС-20 указывалось, что в условиях оптимистического и благоприятного вариантов социально-экономического развития она может составить порядка 490 млн тонн в 2010 г. и возрасти до 520 млн тонн к 2020 г. (диаграмма 1). Как видно из таблицы 1 оба этих прогноза были превышены, и добыча жидких углеводородов нарастала и составила в 2010 г. 501,4 тонн.

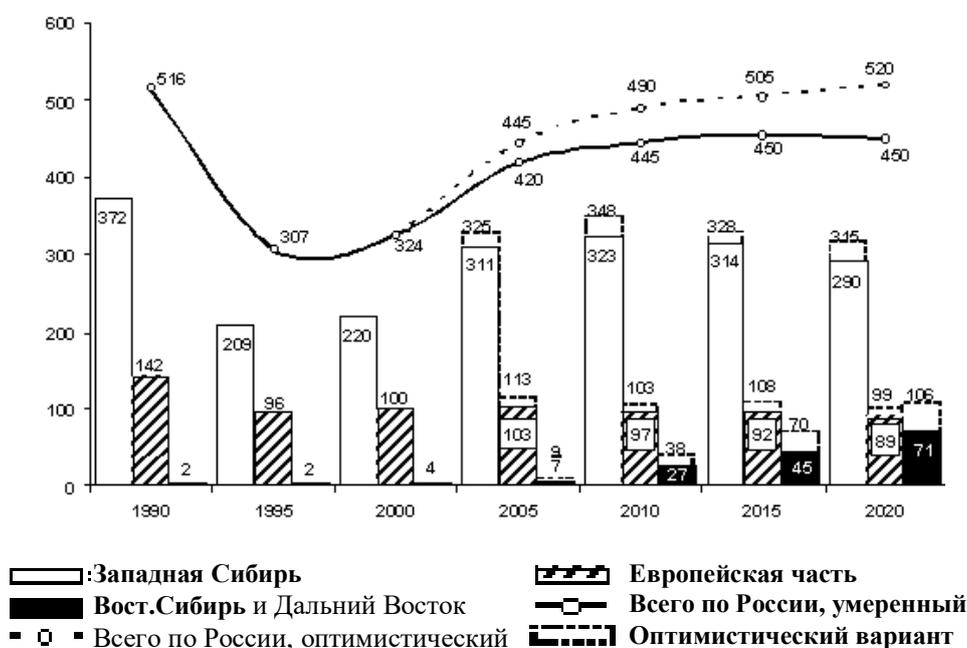


Диаграмма 1. Добыча нефти по регионам и РФ в целом (млн тонн в год) [3].

При умеренном варианте социально-экономического развития страны добыча нефти в ЭС-20 прогнозировалась существенно ниже – до 450 млн тонн в 2020 г. При критическом варианте рост добычи нефти мог продолжаться лишь в ближайшие 1-2 года, а затем

ожидалось падение добычи до 360 млн тонн к 2010 г. (этот прогноз также не реализовался) и до 315 млн тонн к 2020 г.

Таблица 1

Соотношение прогнозной и реальной добычи углеводородов в России [4]

	Прогноз 2003 г.	Добыча	Соотношение добычи 2008 г. к прогнозу
Объём добычи нефти (млн тонн)	476	487,6–2008	102,4
	445 – 490	501,4–2010	
Объём добычи газа (млрд куб. м)	638	663,6–2008	104
	635 – 665	623,2–2010	

В проекте ЭС-35 в оптимистичном прогнозе добыча нефти с 2020 г. после роста по сравнению с 2015 г. практически остаётся без изменений до 2035 г., а консервативном сценарии она довольно резко идёт вниз.

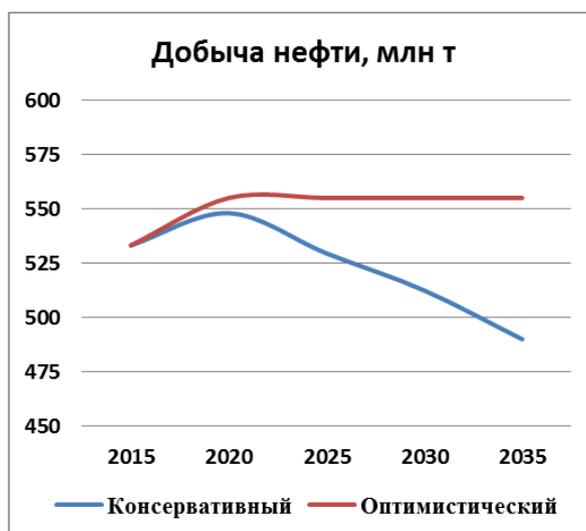


Диаграмма 2. Добыча нефти с 2015 по 2035 гг.

Источник: проект ЭС-35, 2017.

В диаграмме 3 показана динамика добычи нефти с 2008 по 2030 гг. в разбивке по регионам (пессимистичный и оптимистичный сценарии) в ЭС-30.

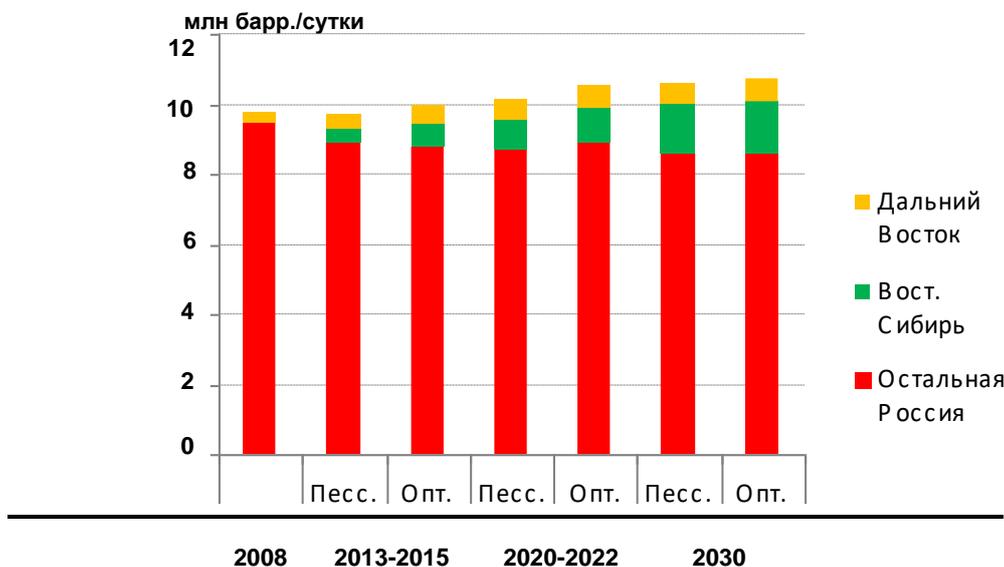


Диаграмма 3. Добыча нефти в РФ [2, с. 3].

Если мы соотнесём данные пессимистичного и оптимистичного прогнозов добычи нефти в ЭС'30 на 2013-2015 годы с реальными результатами отрасли, то увидим, что средние показатели за 3 года 2013-2015 гг. как в оптимистичном, так и в пессимистичном сценариях стратегии не совпадают с реальной добычей ни в 2013, ни в 2014, ни в 2015 годах, ни со средним показателем реальной добычи нефти за три года вместе по добыче на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири. Зато реальные данные по добыче в остальной части России совпали как со средним показателем прогноза за три года, так и с пессимистичным и оптимистичным сценариями, тем более что разница между ними была обозначена всего в одну десятую.

По газу в ЭС-20 при оптимистическом и благоприятном вариантах развития его добыча в России прогнозировалась примерно 645-665 млрд куб. м в 2010 г. и до 710-730 млрд куб. м к 2020 г. (см. диаграмму 4).

При развитии событий по критическому варианту добыча газа в РФ согласно ЭС-20 должна была начать сокращаться и стабилизироваться до 2010 г. на уровне 555-560 млрд куб. м в год. И лишь во втором десятилетии ожидался рост добычи газа с достижением к 2020 г. уровня первой половины 90-х гг. (610 млрд куб. м).

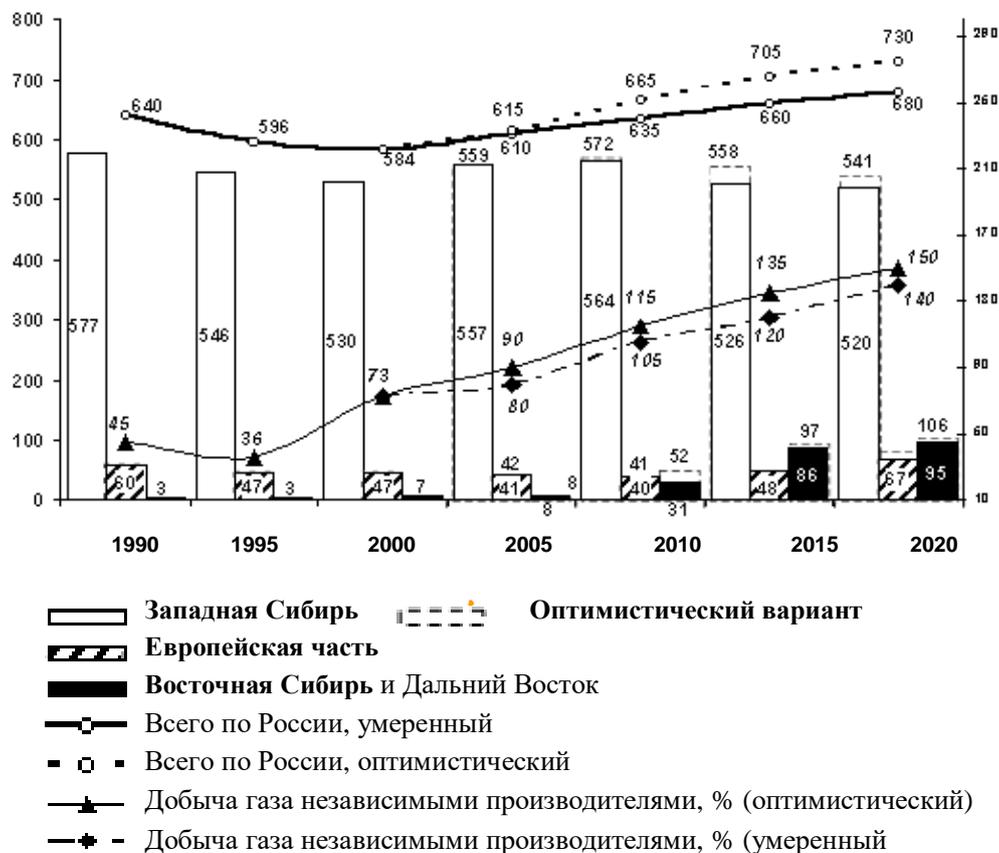


Диаграмма 4. Добыча газа с 1990 по 2020 гг., млрд куб. м [3].

Как мы видим, все три прогнозных варианта по газу не реализовались: в 2008 году добыча составила 663,6 млрд куб. м и резко превышала прогноз – 638 млрд куб. м. Затем последовал кризис 2009 года и добыча упала до 556,1 млрд куб. м и восстановилась только к 2010 году в объёме 623,2 млрд куб. м вместо прогнозной 635-665 куб. м, но значительно превышала прогноз по критическому варианту развития (555-560 млрд куб. м).

Следует отметить, что в 2011 году добыча газа в Российской Федерации выросла на 3,3% и достигла рекордного для постсоветского периода уровня 687,5 млрд куб. м. В проекте ЭС-35 даётся прогноз умеренного роста добычи как в оптимистическом, так и в консервативном сценариях. Ниже в диаграмме 5 показана добыча газа с 2015 по 2035 годы, данная в прогнозе ЭС-35.

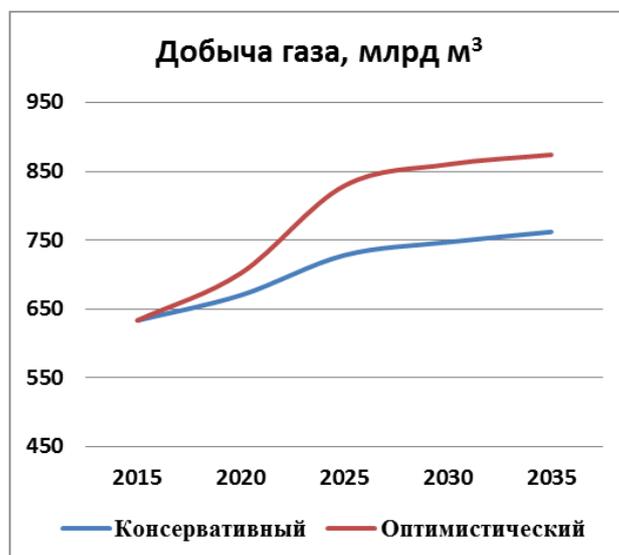


Диаграмма 5. Добыча газа с 2015 по 2035 гг., млрд куб. м.

Источник: проект ЭС-35.

В ЭС-20 указывалось, что на весь период до 2020 г. главными районами прироста углеводородного сырья будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции, а поиск, разведка и освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей станет одним из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России.

В ЭС-20 указывалось, что другим крупным районом газодобычи в 2010-2020 гг. станет Восточная Сибирь, где, а также в районах Дальнего Востока, добыча газа будет развиваться на базе освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области, Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия), месторождений углеводородов в Красноярском крае, а также шельфовых месторождений на Сахалине.

Прогноз ЭС-20 о том, что при благоприятном и умеренном вариантах развития экономики будут сформированы новые центры нефтяной промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), на шельфе острова Сахалин, в Баренцевом море, российском секторе Каспийского моря и увеличится добыча нефти в Тимано-Печорской провинции успешно реализовался. В ЭС-20 отмечалось, что при благоприятных условиях ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 50 млрд куб. м к

2010 г. и до 110 млрд куб. м к 2020 г. При умеренном и критическом вариантах добыча газа прогнозировалась в объёме примерно 25-30 млрд куб. м в 2010 г. и 55-95 млрд куб. м в 2020 г. Во всех стратегиях в прогнозе добычи газа в регионах России и в пессимистичном и в оптимистичном сценариях особо были выделены дальневосточные, восточносибирские и западносибирские регионы.

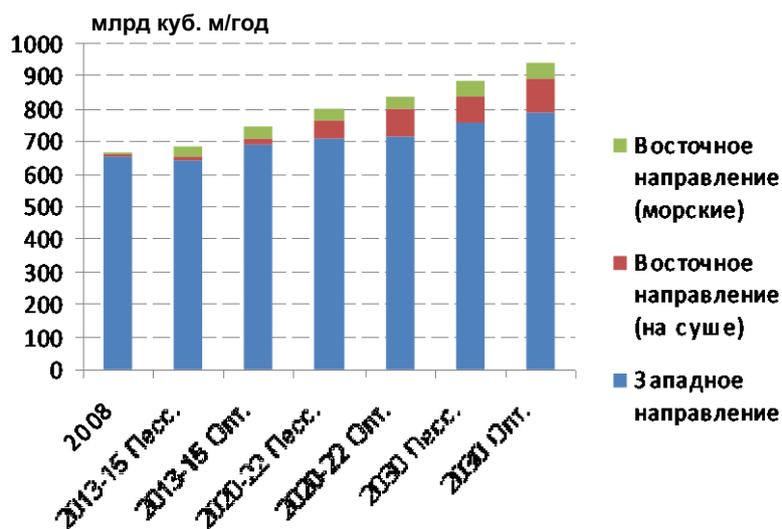


Диаграмма 6. Добыча природного газа в РФ
(консервативный и оптимистический сценарий ЭС-30) [2,3].

В отличие от прогнозов по нефти консервативный прогноз добычи газа был более осторожным и получился с небольшой погрешностью. Так, среднегодовые показатели по годовой добыче газа на морских месторождениях восточного шельфа составляют 30 млрд куб. м в пессимистичном сценарии и отличаются от реальных данных (27,6-28 млрд куб. м) незначительно. Погрешность в оптимистичном сценарии (40 млрд куб. м) значительно больше.

Соотношение консервативного прогноза добычи газа на восточных сухопутных месторождениях (13-14 млрд куб. м в год) в ЭС-30 на 2013-2015 гг. вполне коррелируется с реальными средними результатами отрасли в 12 млрд куб. м в год, но средние показатели за три года 2013-2015 гг. в оптимистичном сценарии завышены и составляют 20 млрд куб. м в год. Прогнозы по добыче в Западной Сибири слишком завышены: в пессимистичном прогнозе средний показатель составляет 640 млрд куб. м, а в оптимистичном – 690 млрд куб. м против реального среднего показателя в 556 млрд куб. м. Следует отметить, что согласно ЭС-30, к 2030 г. объём добычи газа в восточных регионах РФ должен достичь уровня 16% от

общероссийского объёма добычи газа, а объём добычи нефти – 20% общероссийского объёма. Кроме того, в ЭС-30 указывалось, что экспорт через Дальний Восток будет основным источником роста доходов РФ до 2030 г.

В ЭС-30 предусматривалось увеличение доли восточного направления в структуре экспорта жидких углеводородов с 8 % до 22-25% к концу третьего этапа реализации Стратегии. Вместе с тем предполагалось, что объёмы экспорта нефти и нефтепродуктов в абсолютном исчислении будут оставаться стабильными на всём протяжении действия ЭС-30, испытывая незначительные колебания. Ежегодные уровни экспорта жидких углеводородов определялись в диапазоне 315-330 млн тонн. В ЭС-30 также было прописано, что перспективная региональная структура добычи газа к 2030 г. будет определяться: в европейской части РФ за счёт освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и шельфовых месторождений (*прежде всего Штокмановского*) и планируется довести добычу газа до 131-137 млрд куб. м (против 46 млрд куб. м в 2005 г.); в Западной Сибири добыча газа ожидалась на уровне 608-637 млрд куб. м за счёт освоения Ямала и акваторий Обской и Тазовской губ, призванных компенсировать выпадающие объёмы добычи «старых» месторождений (Уренгойского, Медвежьего, Вынгапуровского и Ямбургского); в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке добыча газа должна вырасти до 132-152 млрд куб. м.

Констатируя реалистичность прогнозов освоения основных месторождений, кроме Штокмана, следует отметить, что освоение данного месторождения отложено на неопределённый срок, хотя в ЭС-30 планировался на втором этапе ввод его в эксплуатацию.

По СПГ в ЭС-20 указывалось, что во второй половине прогнозируемого периода возможен выход России на мировой рынок сжиженного природного газа. Этот прогноз реализовался с опережением: в первом квартале 2009 г. на Сахалине заработал завод по сжижению газа, а РФ в 2009 г. заняла 11-ю позицию по экспорту СПГ за рубеж и уже в 2010 г. обеспечивала 5% мировых поставок СПГ. Однако в ЭС-30 в прогнозе относительно СПГ вновь был допущен просчёт относительно направления экспорта, а именно снова был сделан акцент на американском направлении. В Стратегии говорится, что сочетание поставок СПГ с хорошо развитой газотранспортной инфраструктурой даст мощный импульс для повышения эффективности экспорта газа с одновременной диверсификацией рынков сбыта и позволит выйти на совершенно новые для РФ рынки, *в частности США* и стран АТР. Отметим, что если относительно АТР

это реализуется, то относительно США такая возможность закрылась с успешной разработкой американцами сланцевого газа.

В ЭС-20 прогнозировалось увеличение экспорта топлива и электроэнергии (относительно уровня 2002 г.) на 23-25% к 2010 г. и 25-30% к 2020 г., а при регулярном росте цен *до 30 долл.* за баррель до 30-35% (см. диаграмму 7) и указывалось, что при регулярном росте цен до 30 долл. за баррель экономически эффективный рост экспорта всех видов энергии из РФ будет соответственно 30-35% и 45-50%. По критическому прогнозу при цене нефти в 13-15 долл. за баррель, прогнозировалось сокращение экспорта энергоресурсов на 10-15%, но т.к. падения цены на нефть не произошло – этот прогноз не сбывся. В ЭС-20 предполагалось, что экспорт российской нефти может составить от 150 до 310 млн т в год, а газа до 275-280 млрд куб. м к 2020 г. против 185 млрд куб. м в 2002 г. Этот прогноз не сбывся, так как фактический объём экспорта ТЭР за тот же период вырос в 1,6 раза при отклонении от прогнозов экспорта по ЭС-20 на 9,6 %.

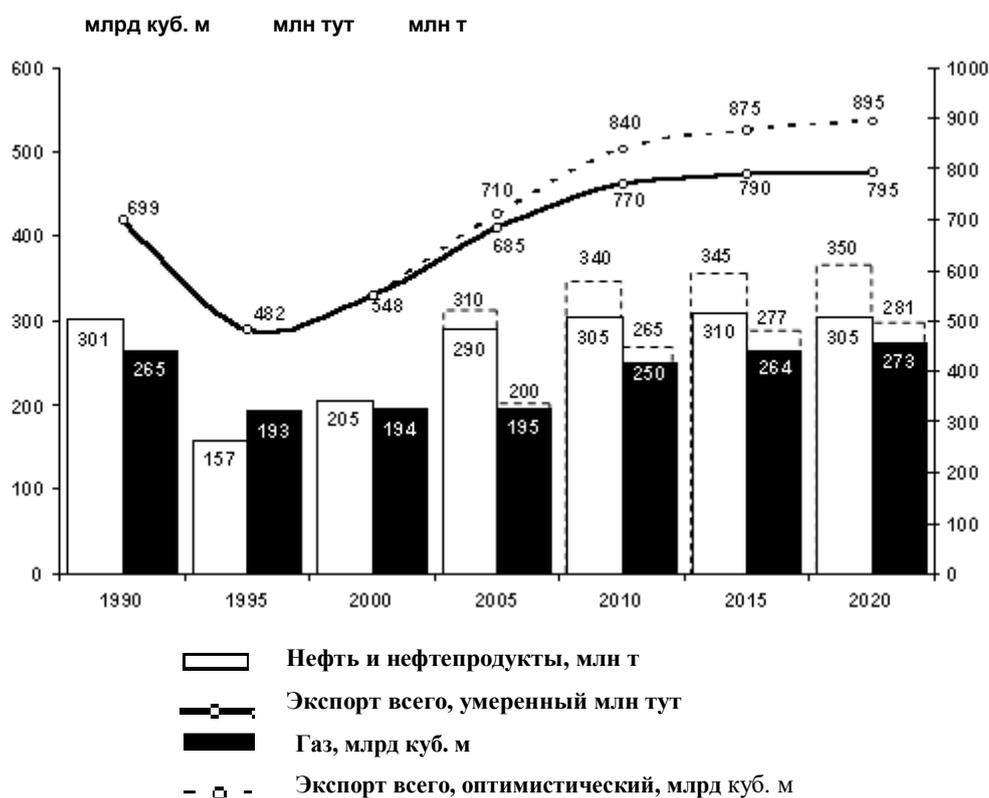


Диаграмма 7. Экспорт топливно-энергетических ресурсов, (в млн тонн и в млрд куб. м) [3].

В проекте ЭС-35 был дан прогноз по замедлению экспорта нефти в 2020 г., а затем в зависимости от сценариев: по оптимистическому – предполагался незначительный рост экспорта до 2035 г. – на 3-25 %, по консервативному – снижение его значительное и последовательное снижение с 2020 к 2035 гг.

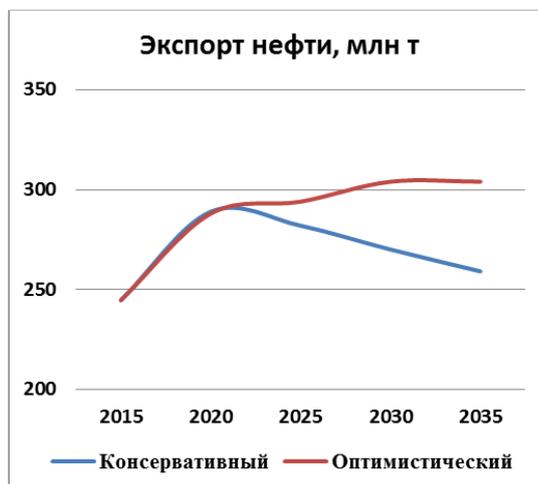


Диаграмма 8. Экспорт нефти с 2015 по 2035 гг., млн тонн.
Источник: проект ЭС-35

Интересно отметить, что в проекте ЭС-35 указывается, что в период до 2020 г. ожидается рост экспорта нефти, а в дальнейшем в зависимости от мировой конъюнктуры возможна как его стабилизация, так и снижение. Этот прогноз напоминает скорее гадание: то есть, если экспорт не увеличится, то значит он сократится.

В ЭС-20 указывалось, что экспорт российских нефтепродуктов будет снижаться и к 2020 г. может составить от 30 до 50 млн тонн против 75 млн тонн в 2002 г. По ЭС-20 ожидалось увеличение российского экспорта, прежде всего на нефть и газ в страны СНГ в связи с необходимостью загрузки приобретённых российскими компаниями нефтеперерабатывающих заводов в этих странах. По европейскому направлению экспорта нефти и газа в 2020 г. соответственно прогнозировались 150-160 млн тонн и 160-165 млрд куб. м. Относительно европейского экспорта оценка прогноза ЭС-35 более реалистична, хотя и расплывчата. В нём указывается, что энергопотребление на ключевом для России европейском рынке за счёт повышения энергоэффективности стабилизируется или даже несколько снизится, однако в силу падения собственной добычи европейские страны вынуждены будут наращивать импорт ископаемого топлива. При этом они будут прилагать все усилия для

диверсификации источников поставок и увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе.

Другой промах был допущен по перспективе американского направления экспорта российских углеводородов. Разработчики ЭС-20 не сомневались, что США могут стать долгосрочным рынком сбыта продукции российской нефтяной отрасли, а американский капитал – источником инвестиций в развитие отрасли и экспортных направлений транспортировки российской нефти, перспективным рынком сбыта энергетической продукции российской атомной промышленности, а в будущем – и сжиженного природного газа.

Таблица 2

Экспорт нефти и газа (прогноз ЭС-30 и реальные данные) [4]

Показатели	2005 факт	2008 факт	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Экспорт – всего (млн т у т)	865	883	913-943	978-1013	974-985
то же (в % к 2005 г.)	100	102	106-109	113-117	113-114
в том числе:					
сырая нефть (млн тонн)	253	243	243-244	240-252	222-248
природный газ (млрд куб. м)	256	241	270-294	332-341	349-368

Прогноз экспорта российского газа, сделанный в ЭС-30 и в ЭС-35 представлен диаграмме 9.

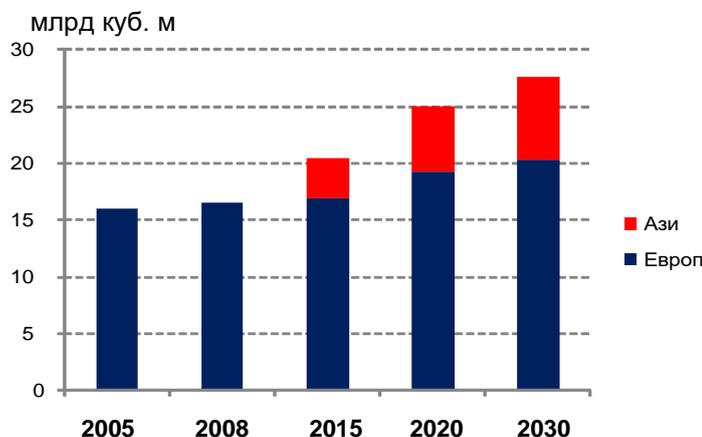


Диаграмма 9. Прогноз экспорта российского газа в восточном и в западном направлениях (до 2030 г.) [2, с. 4].

Но ЭС-30, также, как и ЭС-20, не лишена огрехов. В ней указывается, что Россия играет важную роль в обеспечении поставок центрально-азиатского газа в Европу и страны СНГ. Однако в марте

2013 г. Россия перестала принимать в свою систему туркменский газ и поставлять его на экспорт. Ситуация с поступлением туркменского, узбекского и казахстанского газа представлена ниже в таблице 3.

Таблица 3

Поставки газа из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана в РФ в 2014-2016 гг. (в млрд куб. м)

Годы	Туркменистан	Казахстан	Узбекистан
2014	11	10,9	3,6
2015	3,1	12,6	3,5
2016	-	12,7	4,3

Источник:

http://www.ngv.ru/news/gasprom_razorval_kontrakt_s_turkmengazom

Кроме того, странно, что прогноз по восточному экспорту российского газа в 2015 г. не совпал с реальными цифрами, так в отсутствие трубы для транспортировки сетевого газа, возможны только танкерные поставки СПГ. И здесь не нужно гадать, т.к. завод по производству СПГ в 2015 г. как и в настоящий момент был в России только один – на Сахалине с проектной мощностью в 9,6 млн тонн в год и практическим выходом в 2015 г. 10,8 млн тонн.

По Азиатско-Тихоокеанскому направлению экспорта прогноз ЭС-20 и ЭС-30 был более реалистичен. В нём указывалось, что основными партнерами в экономическом сотрудничестве со странами АТР и Южной Азии останутся Китай, Республика Корея, Япония, Индия – перспективные рынки сбыта газа, нефти, электроэнергии, атомных технологий и продукции ядерно-топливного цикла. Предрекалось, что доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3% до 30% в 2020 г., а природного газа – до 15%.

В ЭС-30 г. указывалось, что Восточные регионы Российской Федерации станут заметным источником роста экспорта углеводородного сырья. Четверть экспортируемого российского газа (до 75 млрд куб. м в год) будет добываться в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. По прогнозам стратегии, экспорт российской нефти к 2030 г. достигнет 1,2 млн барр./сутки и большая его часть будет перекачиваться по ВСТО.

В прогнозе в проекте ЭС-35 указывается относительно экспорта природного газа, что Россия имеет возможности как минимум сохранить свои позиции на европейском рынке и значительно расширить своё присутствие на газовых рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона за счёт роста поставок как сетевого, так и сжиженного природного газа (СПГ). Но сетевой газ на рынки АТР из

РФ не поставляется из-за отсутствия коммуникаций. Начало прокачки газа по «Силе Сибири» планируется в 2019 г., а выход на полную мощность 38 трлн куб. м – в 2024 г.

В проекте ЭС-35 и в оптимистическом и в консервативном сценарии прогнозируется рост экспорта газа до 2025 г., затем по оптимистическому сценарию продолжается его незначительный рост, а по консервативному – идёт незначительное снижение с 2025 по 2035 год.

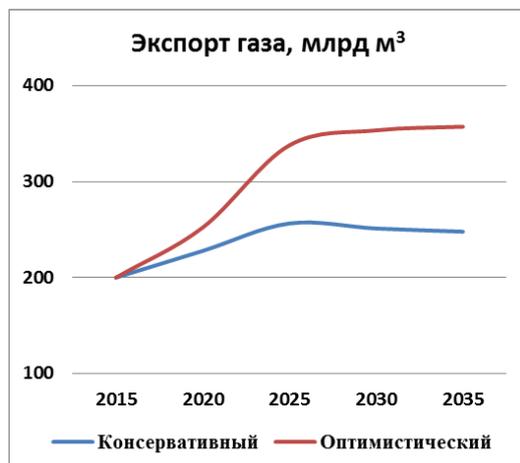


Диаграмма 10. Экспорт газа с 2015 по 2035 гг., млрд куб. м.

Источник: проект ЭС-35.

Во всех энергетических стратегиях России одной из задач внешней энергетической деятельности РФ определялась интеграция в мировое энергетическое пространство. В ЭС-20 отмечалось, что формы сотрудничества с европейскими партнёрами будут включать реализацию совместных инвестиционных проектов, в первую очередь энерготранспортных, широкое вовлечение европейских инвесторов в проекты развития добычи нефти и газа на территории России. Оптимистический вариант характеризовался прогнозом на благоприятное развитие торгово-экономического и политического сотрудничества с зарубежными партнёрами, включая процессы интеграции и вступления во ВТО при благоприятных для России условиях, решение транзитно-транспортных проблем.

Прогнозировалось, что получит развитие конструктивный диалог в области энергетики со странами Европы, остающимися на сегодняшний день основными потребителями российских топливно-энергетических ресурсов, а на втором этапе реализации государственной энергетической политики должна возникнуть качественно иная ситуация развития энергетики, характеризующаяся стабильными и благоприятными условиями для реализации коммерческих

инициатив участников энергетического рынка, и российский экспорт нефти и газа в эту группу стран сможет составить в 2020 г. соответственно 150-160 млн тонн и 160-165 млрд куб. м. Однако, как мы можем судить, благоприятной ситуации не сложилось. Страны Европы активно стремились и стремятся диверсифицировать энергетические поставки из РФ, пересматривают через международные суды и арбитражи цены по долгосрочным контрактам по поставкам российского газа в сторону их снижения, через Третий энергопакет оказывают сопротивление прокладке новых транспортных коммуникаций «Газпрома» (пример «Южного потока» и коллизий вокруг «Северного потока-2»).

В ЭС-30 было обозначено, что одним из главных принципов при этом будет *сохранение стабильных отношений* с традиционными потребителями российских энергоресурсов (на наш взгляд, было бы реалистичнее сформулировать – *возвращение к стабильности*, причём в перспективе) и формирование столь же устойчивых отношений на новых энергетических рынках.

Интересно привести исследование Хендерсона Дж. из Оксфордского университета, который задался вопросом: «В какой степени возможно удовлетворить растущий спрос на азиатских рынках российским углеводородным экспортом?» Он предпринял анализ потребности азиатского рынка в нефти, сделав расчёты общей потребности стран АТР в УВ и отмечал, что в ближайшие 25 лет потребность рынка Азии в импорте нефти удвоится, а РФ расположена крайне выгодно, чтобы предложить альтернативные Бл. Востоку поставки. Он указывал, что благодаря проектам разработки морских месторождений Россия вышла на азиатские рынки нефти.

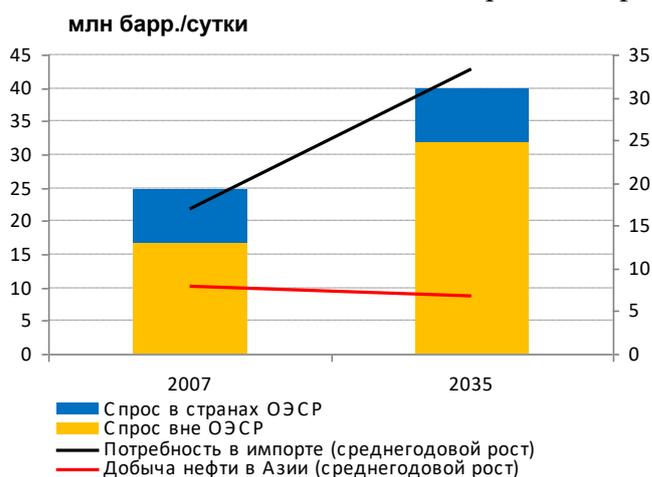


Диаграмма 11. Потребность рынка АТР в нефти (млн б/с) [2, с. 7].

С запуском ВСТО в 2009 г. акцент вновь переместился вглубь континента, тем не менее, морские месторождения способны давать заметный объём без жесткой привязки к направлению экспорта. Однако он указывал на сложности экспорта российской нефти на Восток, а именно, что споры с Китаем относительно цены на смесь ВСТО ещё раз показали, насколько важно странам-экспортёрам обладать гибкостью в вопросах выбора импортера.

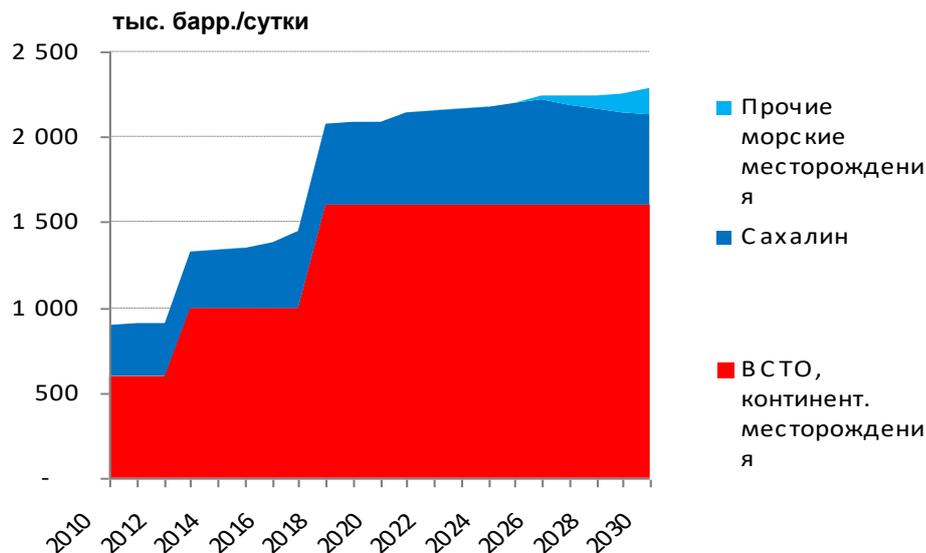


Диаграмма 12. Потенциальная динамика экспорта из РФ в Азию до 2030 г. [2, 8].

Переходя к анализу возможностей и рисков экспорта газа для экспортёров, он констатировал, опираясь на базовый сценарий по оценке ИЕА относительно спроса на российский газ на Востоке и на Западе, что в газовой отрасли отсутствие уверенности в спросе заставляет искать варианты диверсификации рынков сбыта.

Рассматривая, приведённый Хендриксоном, прогноз на период с 2010 (базовый период) по 2030 г., следует акцентировать внимание на том, что американцы заложили в него довольно высокий процент потерь для российского газа в объёме около 30 млрд куб. м, а т.к. в Китай трубы пока нет, и следовательно нет экспорта сетевого газа, а при танкерной транспортировке СПГ газовозами потери практически исключены, то, следовательно, американские эксперты связывают потери российского газового экспорта с европейским направлением, т.е. с конфликтной ситуацией в отношениях Украины и России в сфере

транзита российского газа на Запад. Предвидеть санкции против Российской Федерации со стороны ЕС и США эксперты просто не могли ни в 2010 г., ни в 2012 г.

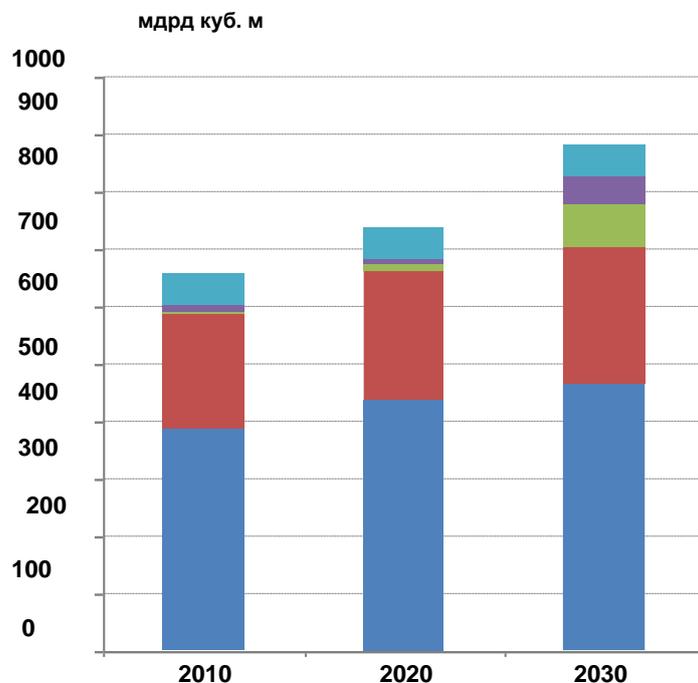


Диаграмма 13. Базовый сценарий по оценке ИЕА спроса на российский газ [2, с. 9].

Каков прогноз американских экспертов из ИЕА по добыче российского газа?

Оценить их прозорливость мы можем пока только по сделанному ими прогнозу добычи на 2015 г., а именно около 690 млрд куб. м, что превысило реальную добычу – 633 млрд куб. м.

Следует отметить, что при анализе оценки спроса на российский газ, эксперты отмечали, что он зависит от множества трудно предсказуемых переменных, а именно:

- от развития возобновляемой энергетики в Европе,
- динамики экономического роста в Европе,
- сроков заключения экспортного контракта РФ с КНР,
- ценообразования экспортных контрактов,
- развития добычи сланцевого газа и других нетрадиционных энергоресурсов, особенно в США и Канаде,
- внедрения мер энергосбережения в России (вызванных повышением внутренних цен на газ).

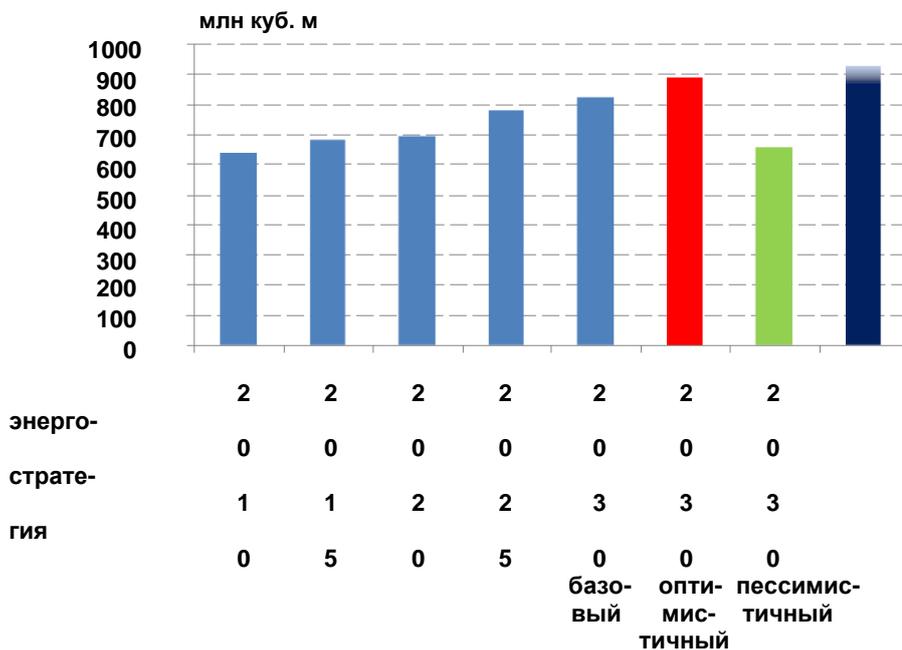


Диаграмма 14. Объемы добычи газа в РФ по оценке IEA [2, 9].

Анализируя ситуацию в данной сфере, Хендерсон, указывает, что, учитывая неопределённость баланса спроса и предложения на китайском рынке, газ с морских месторождений России может стать хорошим рычагом на переговорах с КНР и решением проблемы наличия товара в краткосрочной перспективе. По мнению Хендерсона, морские запасы газа дают «Газпрому» важный рычаг на переговорах с Китаем – эти запасы имеют гибкий коммерческий потенциал в плане рынков сбыта, и они точно не «подвешены», как континентальные запасы российского газа в восточных регионах.

Каковы же взгляды представителей России и Китая на газовую проблему и её решение. Хендерсон считает, что:

- России Китай видится растущим рынком сбыта газа, который крайне нуждается в новых источниках поставок;
- Китаю же континентальные запасы российского газа в восточных регионах видятся «подвешенными», и единственный коммерчески оправданный рынок сбыта для них, как это видится КНР, – и это Китай;
- Кроме того, Китай видит потенциал в развитии собственной добычи, импорта из нескольких диверсифицированных источников и в продолжении использования угля, если импортный газ станет слишком дорогим. КНР не выгоден сценарий, когда российский газ идёт на Запад КНР, где он будет напрямую конкурировать с импортом из

Центральной Азии за мощности по прокачке в трубопроводах коридора «Восток-Запад»;

В то же время, Хендерсон ещё в 2012 г. уточнял, что в КНР разработана многовекторная стратегия поставок, призванная снизить потенциальную зависимость этой страны от России. Китай имеет устоявшийся импорт газа из Ср. Азии, а также СПГ танкерами. К 2013 г. будет открыт трубопровод из Мьянмы, также собственная добыча природного газа и газа нетрадиционных запасов в КНР может быть значительно увеличена.

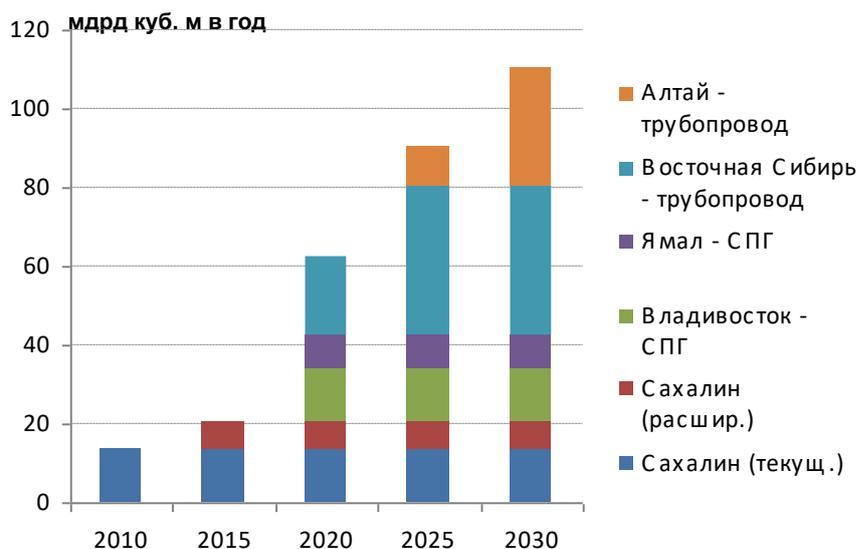


Диаграмма 15. Экспортный потенциал российского газа на рынки Азии [2, с. 14].

Кроме того, Хендерсон в 2012 году высказал точку зрения, что Россия рискует потерять выгодное положение в торговле с Китаем после 2020 года, если в ближайшем будущем не будут завершены переговоры о строительстве газопровода. Относительно СПГ он указывал, что сжиженный газ с морских российских месторождений может в краткосрочной и среднесрочной перспективе стать мостиком на пути к более долгосрочным отношениям России с Китаем и Азиатско-Тихоокеанским регионом в целом. И эксперт задается вопросом: «Каков экспортный потенциал российского газа в восточном направлении?» (см. диаграмму 15).

Хендерсон сделал прогноз, что Россия, где основным игроком является «Газпром», к 2030 году сможет экспортировать в Азию свыше 100 млрд куб. м. Сюда он включил поставки по газопроводу и СПГ, что даёт возможность диверсифицировать рынки сбыта и обеспечить

надёжность поставок. Но Хендерсон предупреждал, что «Газпрому», вероятно, придется забыть о концепции паритета экспортного нетбэка для европейских поставок, если Российская Федерация действительно хочет заключить контракт с КНР в ближайшие год-два.

Он считал, что российские проекты экспорта СПГ через восточные рубежи уже стали катализатором всей стратегии развития этих регионов страны. Хендерсон предположил, что поставки российского СПГ в Азию могут быть конкурентоспособны по стоимости, но время играет против них, то есть экспортное окно сравнительно невелико и окно сбыта СПГ в Азию закроется в 2016/2017 годах. В то же время стоимость реализации проектов поставки СПГ, особенно из Австралии, растет. В результате создаются условия для того, чтобы российский СПГ был конкурентоспособен по цене.

Выводы, которые сделал профессор Хендерсон, таковы:

1) Восточно-ориентированные запасы РФ приобретают всё большее значение в условиях роста спроса на углеводородное сырьё в АТР, особенно со стороны Китая.

2) В нефтяном секторе во главу угла поставлено дальнейшее развитие восточносибирских месторождений с поставками через ВСТО.

3) Перспективы роста «Газпрома» могут зависеть от успешной разработки его ресурсной базы на востоке страны. Большая часть запасов природного газа сосредоточена в континентальных месторождениях, соответственно, и большая часть экспорта будет осуществляться за счёт этих запасов.

4) В то же время, в краткосрочной перспективе, рост потенциального спроса будет зависеть от поставок СПГ, причём временные рамки сильно ограничены, но СПГ-проекты России для поставок на Восток, особенно вблизи Сахалинских месторождений, дают «Газпрому» возможность конкурировать по цене с другими поставщиками.

Ну, а мы вернёмся к ЭС-20 и в ЭС-30 и перейдём к рассмотрению прогнозного топливно-энергетического баланса России на период до 2030 г., который предусматривал:

– снижение доли газа в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 52% в 2005 г. до 46-47% к 2030 г.;

– увеличение доли нетопливных источников энергии в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 11% до 13-14% к 2030 г.;

– масштабное снижение удельной энергоёмкости экономики и энергетики (в 2,1-2,3 раза) при незначительном росте внутреннего

потребления (в 1,4-1,6 раза), экспорта (в 1,1-1,2 раза) и производства энергоресурсов (в 1,3-1,4 раза).

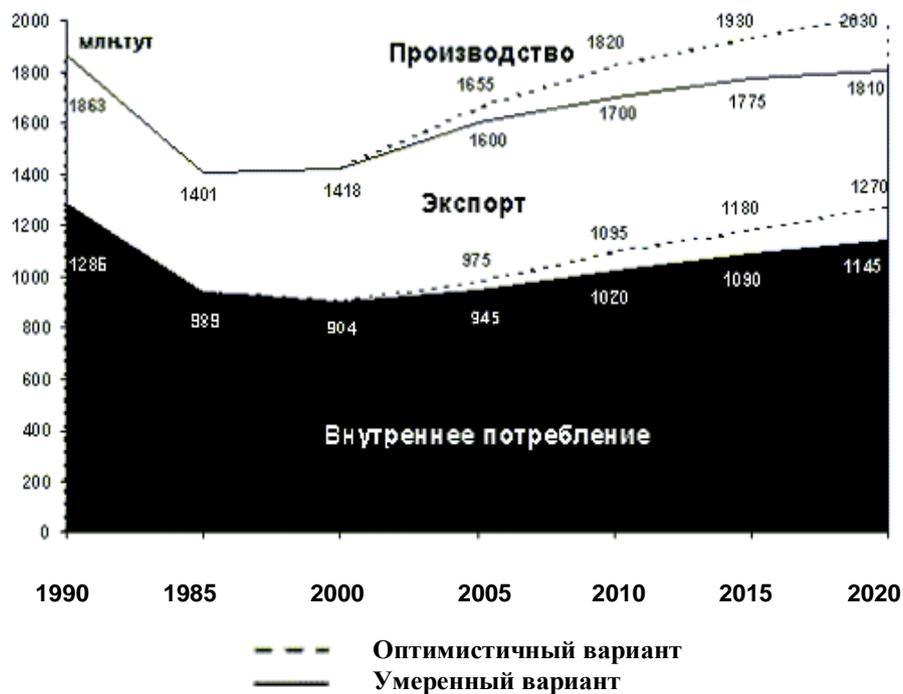


Диаграмма 16. Производство и потребление первичных топливно-энергетических ресурсов [3].

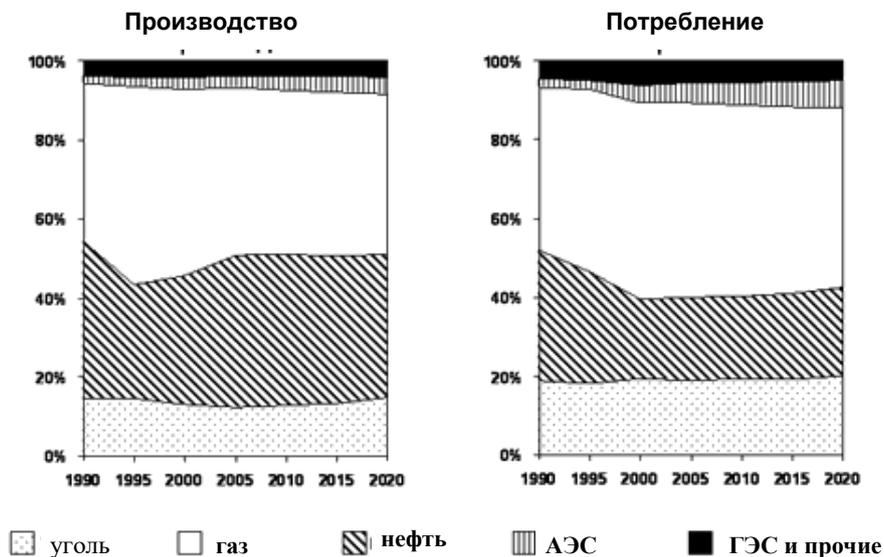


Диаграмма 17. Структура производства и потребления первичных энергоресурсов в России (1990-2020 гг.) [3].

В ЭС-20 большое внимание было уделено Восточно-Сибирскому направлению в связи с необходимостью формирования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) новых центров добычи нефти и выхода России на энергетический рынок АТР, что определяло необходимость создания нефтепроводной системы в восточном направлении (на тот период было определено направление Ангарск-Находка мощностью до 80 млн тонн в год) с ответвлением на Китай (г. Дацин). Затем направление транспортировки было изменено на Тайшет-Сковородино (1-й этап) и Сковородино–Козьмино (2-й этап) и появилось ответвление на Дацин от Сковородино.

По Дальневосточному направлению в ЭС-20 указывалось, что требуется создание оптимальной транспортной инфраструктуры, отвечающей требованиям рационального пользования недрами, в том числе в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», с учётом перспектив освоения нефтегазовых ресурсов в районе острова Сахалин. Реализация проектов реконструкции и развития трубопроводных систем для транспортировки нефти и нефтепродуктов требовала существенных объёмов инвестиций, источниками которых были обозначены собственные средства ОАО «АК «Транснефть» и «АК «Транснефтепродукт» и средства инвесторов, с обеспечением путём установления регулируемых цен (тарифов) экономически обоснованной доходности инвестируемого капитала.

В ЭС-30 также, как и в ЭС-20 предусматривалось увеличение доли восточного направления в структуре экспорта жидких углеводородов с 8% до 22-25% к концу третьего этапа реализации данной Стратегии. Колебания ежегодного уровня экспорта жидких углеводородов были обозначены в диапазоне 315-330 млн тонн.

Большое внимание в ЭС-20 уделялось характеристике Топливо-энергетического комплекса России и указывалось, что в 2003 г. ТЭК обеспечивал около 1/4 производства валового внутреннего продукта, 1/3 объёма промышленного производства и доходов консолидированного бюджета России, примерно половину доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений, и отмечалась высокая зависимость нефтегазового сектора и, как следствие, доходов государства, от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка и наблюдалась тенденция к дальнейшему повышению доли нефти и газа в структуре российского экспорта.

В ЭС-20 отмечалось, что при высоком инвестиционном потенциале отраслей ТЭК приток в 2003 г. в них внешних инвестиций составлял менее 13% общего объёма финансирования капитальных вложений. При этом 95% указанных инвестиций приходились на

нефтяную отрасль. В газовой промышленности и в электроэнергетике не было создано условий для необходимого инвестиционного задела, в результате чего эти отрасли, как указывалось в ЭС-20, могут стать тормозом начавшегося экономического роста. Оптимистический вариант ЭС-20 предсказывал рост ВВП к 2020 г. в 3,3 раза к уровню 2000 г., увеличением объёма инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в 7 раз.

На наш взгляд, отсутствие зависимости от крупных внешних инвестиций явилось стабилизирующим фактором для развития этих отраслей в условиях антироссийских санкций ЕС и США, ударивших, прежде всего по долгосрочному кредитованию. В проекте ЭС-35 отмечен долговременный характер введенных рядом стран в 2014 г. ограничений доступа российских энергетических компаний к мировому рынку капитала, определённым технологиям и оборудованию.

В критическом варианте развития предполагалась интенсивная реализация экономических реформ в неблагоприятных внешних условиях, а темпы роста экономики в долгосрочной перспективе в целом прогнозировались до предела низкими (2,5-3%). Однако действительность превзошла все ожидания экспертов (см. таблицу 3). Если в 2008 г. рост ВВП составил 5,25%, то затем последовал провал – -7,8%, а после подъёма 2010 г. – +4,5 пошло медленное снижение, ознаменовавшееся новым провалом в 2015 г. – -3,8%.

Таблица 4

Темпы роста ВВП России (в % по годам) [5]

Страна	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Россия	5,25	-7,80	4,50	4,30	3,40	1,30	0,60	-3,80	-2,6

В проекте ЭС-35 высказано предположение о более высоких темпах роста ВВП РФ, чем приняты для расчёта прогнозного ТЭБ в оптимистическом сценарии (выше 3%), что должно повысить вероятность приближения значений параметров ТЭК к верхнему, оптимистическому уровню. Однако, на наш взгляд, исходя из характеристики текущего момента (2017 г.), данный прогноз звучит нереалистично.

В ЭС-20 моментом окончания первого этапа реализации государственной энергетической политики были обозначены 2009 –

2010 г., а на втором этапе реализации государственной энергетической политики прогнозировалась качественно иная ситуация развития энергетики, характеризующаяся стабильными и благоприятными условиями для реализации коммерческих инициатив участников энергетического рынка, и предусматривалось формирование качественно нового топливно-энергетического комплекса страны. Однако в настоящий момент (2017 г.) такая ситуация очень далека от реализации.

По умеренному варианту ЭС-20 к 2020 г. доля ТЭК в промышленности России должна составить 19,2%, а по благоприятному варианту – 18,7%. В проекте ЭС-35 чётко указано, что доля ТЭК в инвестициях в основной капитал составляет около одной трети, в структуре доходов федерального бюджета – около половины, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – более половины. В проекте высказывается уверенность, что Россия в предстоящие 20 лет сохранит за собой своё место в тройке мировых лидеров по производству и продаже энергоресурсов.

Реферативный список:

1. Мировые рынки-2012. Ожидания // Бурение и нефть 02/2012. С. 15.
2. Хендерсон Дж. Россия: внимание на Восток // Материалы международной конференции «Energy Exchange». Март 2012. С. 3.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1234-р от 28 августа 2003 г. [Электронный ресурс] / URL: <http://www.minprom.gov.ru/docs/strateg/1> (Дата последнего обращения 15.02.2017).
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р от 13 ноября 2009 г. [Электронный ресурс] / URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (Дата последнего обращения 15.02.2017).
5. ВВП России по годам. [Электронный ресурс] / URL: http://investorshool.ru/vvp_rossii-po-gogam (Дата последнего обращения 15.02.2017).

Статья «Поставки российских энергоносителей на рынки АТР: состояние и перспектива» в журнале «Бурение и нефть» № 12, 2019. С. 10-13 в соавторстве с Мищенко В.М., авторство не разделено.

Авторами предпринят анализ восточного углеводородного экспорта России на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (по нефти, газу, СПГ), его обеспеченность ресурсами и транспортными коммуникациями по нефти и газу.

Ключевые слова: Азиатско-Тихоокеанский регион, экспорт нефти и газа, ресурсная обеспеченность, ВСТО, «Сила Сибири», энергетическая безопасность.

The authors analyze the Eastern hydrocarbon exports of Russia to the markets of the APR countries (oil, gas, LNG), its availability of resources and transport communications for oil and gas.

Keywords: Asia-Pacific region, oil and gas exports, resource availability, ESPO, «Power of Siberia», energy security.

В ноябре 2019 года в рамках Международного проекта «Диалоговое партнерство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») Института социально-политических исследований (ИСПИ РАН) вышла фундаментальная монография «АТР глазами экспертов» (международная экспертиза 2005-2019 гг.) по результатам опросов экспертов из 16-ти стран АТР в течение 15-ти лет, в которой был поднят вопрос: в какой мере Россия может влиять на обеспечение глобальной и региональной энергетической безопасности, а также – какова роль Российской Федерации в развитии сотрудничества и кооперации в энергетической сфере в Азиатско-Тихоокеанском регионе? Кроме того, следует отметить, что уже в 2008 г. эксперты в качестве главного риска на первое место поставили борьбу за энергетические ресурсы и территории, где они расположены (2014 году – 63%, 2015-2019 годах. – 64%), что во многом обострило борьбу за спорные территории.

Для осуществления эффективной энергетической стратегии в восточном направлении, предполагающей реализацию российского углеводородного экспорта на Восток и расширение его перспектив в будущем необходимо ресурсное обеспечение, наличие транспортных коммуникаций для прокачки нефти и газа, а также доставки СПГ,

обеспечение безопасности экспорта углеводородов и учет рыночной конъюнктуры [1, с. 244].

Проблема обеспечения энергетической безопасности, в том числе безопасности транспортировки энергоресурсов очень актуальна. Это отмечается всеми опрошенными специалистами. Страны Азиатско-Тихоокеанского региона стремятся диверсифицировать углеводородный экспорт из стран Ближнего Востока, в связи с возможными рисками и нестабильностью данного региона. В данной статье мы продолжим углубленный анализ данной проблемы и начнем его с ресурсной и добычной составляющей.

Статистическая справка [2, с. 1].

Россия занимает 1 место в мире по запасам газа (50,5 трлн куб. м) и 6 место – по запасам нефти (15,0 млрд тонн). В 2018 г. добыча нефти с конденсатом в РФ составила 556 млн тонн, на 1,8% превысив показатель 2017 г. В 2018 г. добыча газа составила 725 млрд куб. м (рост почти 5%).

По экспорту нефти Россия занимает 2-е место в мире и уступает только Саудовской Аравии (367 млн тонн в 2018 г.). В 2018 г. экспорт нефти из России составил 260,2 млн тонн. По экспорту нефти в Китай РФ заняла в 2018 г. 1-ое место, поставив в КНР 67 млн тонн (Саудовская Аравия – 56,7 млн тонн).

В 2018 г. экспорт трубопроводного газа из России составил 220,6 млрд куб. м (1-ое место в мире, 2-ое – у США). Экспорт российского СПГ в 2018 г. достиг 16,44 млн тонн, из них в европейские страны было поставлено 4,4 млн тонн, а большая часть – в страны Азии: их них в Японию – 2,74 млн тонн, а в Республике Корея – 2,15 млн тонн.

Рассмотрим, каков энергетический потенциал стран Азиатско-Тихоокеанского региона?

Наиболее крупные доказанные запасы нефти и газового конденсата имеют Российская Федерация и Китайская Народная Республика. У остальных стран Азиатско-Тихоокеанского региона он значительно меньше и продолжает снижаться, но достаточен для обеспечения собственного потребления.

Таблица 1

**Доказанные запасы нефти (в млн тонн) и газа (в млрд куб. м)
в странах АТР**

Страна	2011		2017		2018	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
Россия	15 001,0	47500,0	14 495,0	50485,0	11500,0	50279,0
Китай	3 160,0	3160,0	3 489,1	3610,7	3486,2	2856,0
ЮА и ЮВА	2 785,9	9 146,4	2 443,9	9 713,0	2587,8	8583,0
Индия	793,3	1458,2	636,1	1450,0	582,4	1339,0
Вьетнам	625,0	617,0	603,0	207,0	600,2	
Индонезия	575,3	2 775,1	449,7	3 070,0	432,4	2810,0
Малайзия	508,5	2 740,0	489,6	2 395,0	685,8	2290,0

Источник: «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2019 [3].

Продолжает снижаться добыча нефти в странах АТР, причем их совокупная добыча не дотягивает до добычи КНР, а тем более до годовой добычи в России. Добыча газа в странах Южной (ЮА) и Юго-Восточной Азии (ЮВА) практически равняется половине годовой добычи газа в России.

Таблица 2

Добыча нефти (в млн тонн) и газа (в млрд куб. м) в странах АТР

Страна	2010		2016		2018	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
Россия	511,8	610,0	547,5	640,2	556	725
Китай	203,0	93,0	199,7	133,6	191,2	149,2
ЮА и ЮВА	167,2	329,1	160,7	320,4	161,5	312,4
Индонезия	48,6	82,8	43,0	74,0	40,0	73,3
Индия	41,3	52	40,2	31,1	41,8	31,2
Малайзия	32,6	61,2	32,7	64,4	35,6	65,2
Вьетнам	15,6	8,6	16,0	10,7	12,3	

Источник: ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ, 2019 [3].

Исходя из доказанных запасов и уровня добычи, Россия активно переориентирует экспортные поставки углеводородов на страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Это стало следствием не только экономических санкций США и Евросоюза против РФ. АТР – наиболее быстро развивающийся регион мира. На страны АТР приходится значительная доля мирового потребления энергетических

ресурсов, а основными потребителями энергоресурсов являются США, Китай и Россия. По прогнозам авторитетных экспертных агентств, именно в Азиатско-Тихоокеанском регионе ожидается максимальный рост спроса на энергоносители в ближайшие десятилетия, а традиционный для российских экспортеров нефти и газа рынок Европы будет наоборот сокращать потребление, поэтому российским поставщикам энергоресурсов важно активно работать в рамках «азиатского вектора» развития по освоению азиатских рынков.

Таблица 3
Экспорт нефти (в млн тонн), газа (в млрд куб. м) и СПГ

Страна	2011			2016			2018		
	нефть	газ	СПГ	нефть	газ	СПГ	нефть	газ	СПГ
Россия	250,7	206,6		254,9	208,6		260,2	220,6	
Китай	3,0			2,9			2,5		
ЮА и ЮВА	53,1	91,2	70,7	48,6	89,0	58,3	41,2	82,3	57,2
Малайзия	17,2	36,5	33,3	15,2	35,4	33,7	17,0	33,0	30,0
Индонезия	16,1	31,35	22,5	19,7	30,0	21,2	11,7	27,3	19,6
Вьетнам	8			7,6			6,0		

Источник: ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ, 2019 [3].

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), к 2040 г. потребление нефти в странах АТР вырастет до 106,3 млн баррелей в сутки, при этом нужно учитывать, что крупнейшими производителями нефти и газа в настоящий момент в регионе являются только Китай, Индонезия и Малайзия. Весь прирост потребления обеспечат Китай и другие страны АТР, в странах же Евросоюза спрос наоборот будет сокращаться.

Кроме китайского направления экспорта российской нефти более 23 млн тонн нефти было экспортировано в другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона в 2018 г. и в 2019 г. российские нефтяные компании увеличивают объёмы прокачки нефти в восточном направлении. За пять месяцев объем импорта российской нефти вырос почти на 10% до 30,54 млн тонн. За Россией идут Саудовская Аравия, Иран, Ирак и Ангола.

Рост экспорта российской нефти на китайском направлении обусловлен, в первую очередь, введением в эксплуатацию транспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В конце 2009 г. была запущена трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), в 2012 г. – введен в эксплуатацию участок до порта Козьмино. Ответвление в Китай (Сковородино – Мохэ) построили в 2010 г. и к 2017 г. мощности трубопровода

расширили в 2 раза до 30 млн тонн в год. Нефть в систему ВСТО приходит из новых восточносибирских и месторождений и отличается по качеству от традиционного российского экспортного сорта Urals. Новый восточносибирский сорт ВСТО (ESPO) ориентируется на дубайский нефтяной бенчмарк и реализуется на международном рынке со значительной премией к традиционному российскому сорту Urals и североморскому Brent.

Итак, у России достаточно ресурсов, чтобы удовлетворить растущий спрос на энергоносители в странах АТР. Переориентация продаж с Европы на Азию сейчас не требует резкого введения дополнительных добычных мощностей, но могут возникнуть определенные сложности с транспортировкой из-за ограниченной емкости трубопровода. Плановые мощности ВСТО скоро будут достигнуты. В 2019 г. «Транснефть» планирует завершить расширение трубопроводной системы ВСТО, повысив пропускную способность маршрута Тайшет – Сковородино до запланированных 80 млн тонн, а участка Сковородино – Козьмино – до 50 млн тонн в год с 72 млн и 45 млн тонн в год соответственно. Объем экспорта смеси ESPO через дальневосточный порт Козьмино по итогам первого полугодия 2019 г. повысился почти на 1,5 млн тонн по сравнению с аналогичным периодом 2018 г., до 16,3 млн тонн. В 2019 г. прямые трубопроводные поставки в Китай должны составить 30 млн тонн по сравнению с 28,3 млн тонн в 2018 г. и 16,5 млн тонн – в 2017 г. Япония за первые четыре месяца 2019 г. увеличила покупку смеси ВСТО на 0,3 п.п. относительно 2018 г., почти на 9% (905 тыс. тонн). Поставки в Малайзию в январе-марте 2019 г. выросли на 3.6 п.п. по сравнению с уровнем 2018 г., до 5,3% (540 тыс. тонн). Нефть из Козьмино в январе-апреле 2019 г. также отгружалась в Новую Зеландию, Сингапур, Таиланд и США [4, с. 1, 3].

Следует отметить, что импорт нефти и газоконденсата в АТР растет.

Таблица 4

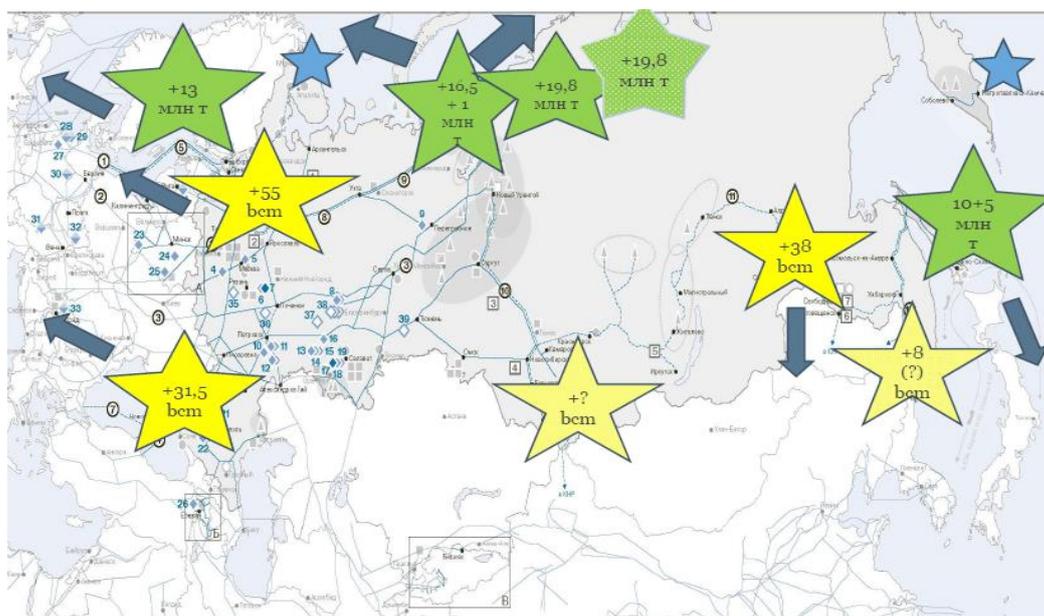
Импорт нефти и газового конденсата (в млн тонн)

Страна	2010	2016	2018
Китай	137,4	380,6	461,1
Индия	162,0	212,3	230,0
Сингапур	39,9	48,1	47,3
Таиланд	42,3	44	52,7
Индонезия	14,1	20,4	20,4
Малайзия	7,9	9,2	11,1
ЮА и ЮВА	285,3	356,9	387,7

Также планомерно растет и экспорт газа из России, при этом за последний год 47% прироста экспорта было обеспечено за счет СПГ. Создан и развивается значительный задел транспортных мощностей: завершается строительство газопровода «Сила Сибири»; введен в эксплуатацию «Ямал СПГ»; начаты поставки ТПГ в Китай и реализация проекта «Арктик СПГ-2». Запланированы значительные объемы инвестиций в upstream, а именно:

- введен в эксплуатацию финальный промысел Бованенковского месторождения с выходом на проектную мощность 115 млрд куб. м;
- началось освоения Харасавейского месторождения (+32 млрд куб. м в год); продолжена разработка Южно-Тамбейского месторождения (+27 млрд куб. м в год);
- продолжается освоение Гыданской группы месторождений (Утреннее), Чаяндинского (+25 млрд куб. м) и Ковыктинского месторождений (+25 млрд куб. м).

Таким образом, в России завершается большой этап развития газовой промышленности. Представленная ниже карта-схема во многом поясняет, каким будет дальнейший вектор этого развития.



★ - СПГ-проекты
 ★ - проекты газопроводов
 ★ - Терминалы по перегрузке СПГ

Карта-схема. Проекты газопроводов, СПГ-проекты и терминалы по перегрузке СПГ

Однако только на Европу и на трубопроводные поставки газа уже надеяться не приходится. После «кризисных» лет 2014-2016 гг. спрос на газ Европе восстановился, но не приблизился к показателям середины 2000-х гг. По прогнозу МЭА, глобальный рост спроса на газ составит 1,6% ежегодно, но в Европе за период с 2018 по 2023 гг. потребление газа упадет на 11.5 млрд куб. м. В то же время добыча газа в Европе снизится на 44 млрд куб. м из-за выхода Гронингена (53 млрд куб. м в 2013 г., менее 5 млрд куб. м – 2023 г.).

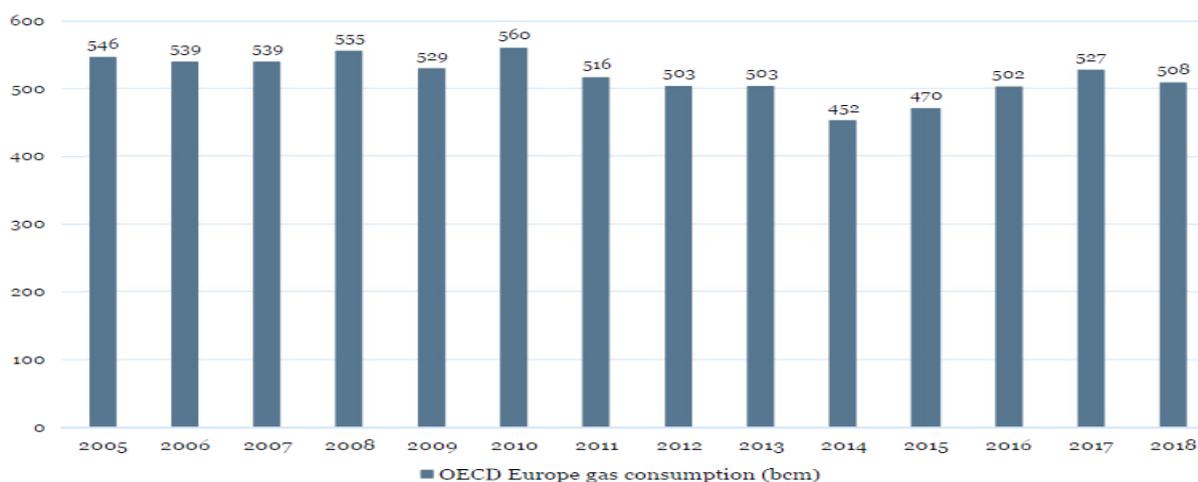


Диаграмма 3. Потребление газа в странах Европы (ОЭСР)
(млрд куб. м). Источник: МЭА

Китай, Южная Корея, а также растущие импортеры из Юго-Восточной Азии определили динамику спроса на СПГ в 2018 г., тем более что до большинства новых рынков трубой не «дотянуться».



Рост импорта СПГ в 2018 г. составил:

Страна	Рост импорта	Объем импорта (млн т)
в КНР	+41%	(54 млн т)
в Пакистане	+45%	(6,74 млн т)
в Юж. Корее	+17%	(44,5 млн т)
в Индии	+10%	(21 млн т)
в Таиланде	+16%	(4,4 млн т)

В будущем на арену выйдут такие потребители, как уже начавший импорт СПГ Бангладеш, Вьетнам, страны Ближнего Востока. Мощности российских заводов по производству СПГ к концу 2030-х гг. могут достигнуть 80 млн тонн или 110 млрд куб. м. Таким образом, Россия может стать третьим-четвертым поставщиком СПГ в мире, если ее запланированные проекты будут реализованы (см. диаграмму 4).

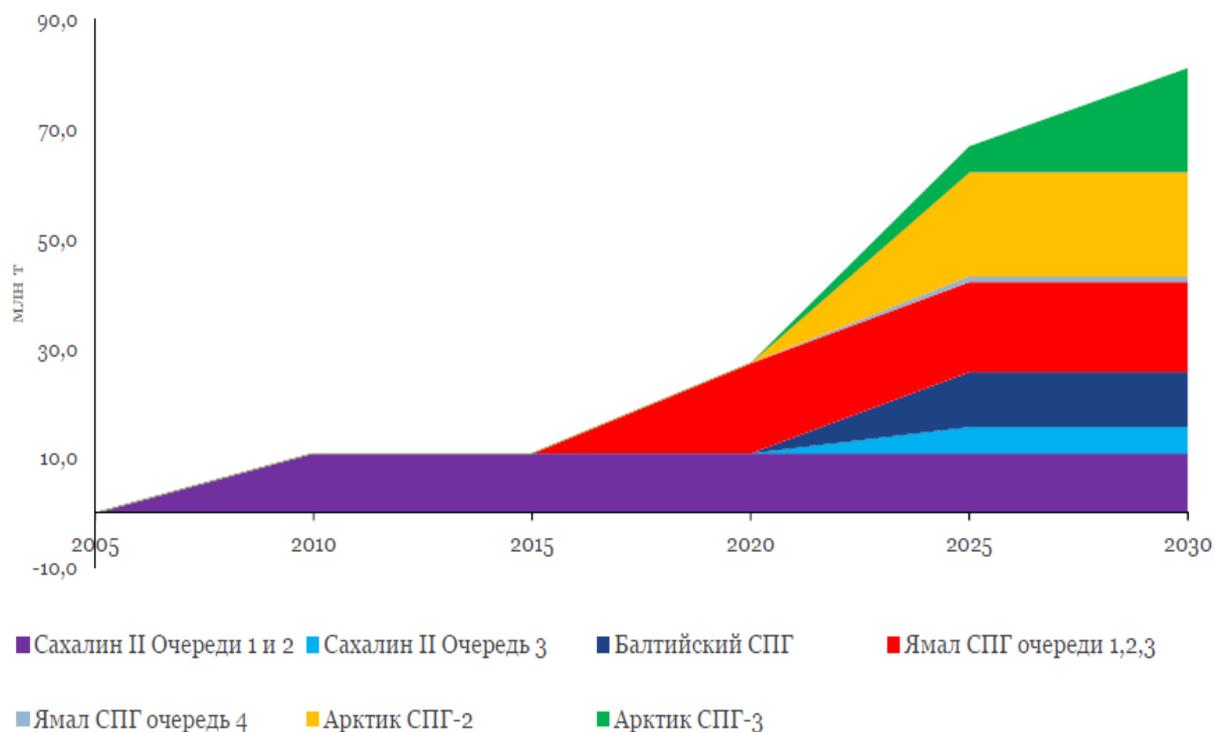


Диаграмма 4. Сценарий реализации всех запланированных реально осуществляющихся российских проектов СПГ

Исходя из вышеизложенного, с учетом высоких экспортных объемов на европейском направлении, началом поставок трубопроводного газа в Китай и наращиванием экспорта СПГ в Азию и в другие регионы мира, Россия может стать глобальным газовым супер-игроком.

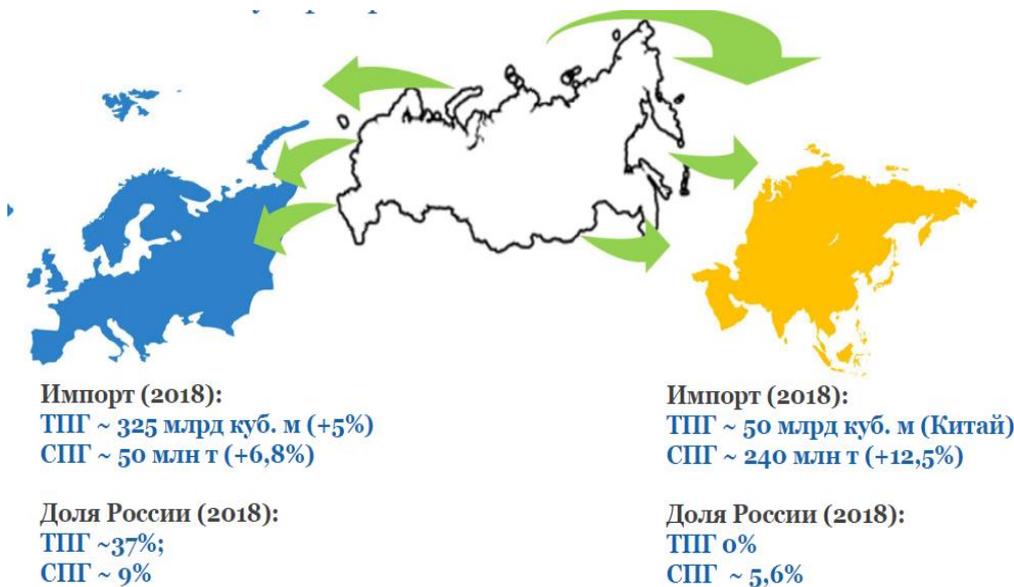


Схема. **Импорт ТНГ и СПГ в 2018 г. и доля в нем России**

Реферативный список:

1. АТР глазами экспертов (международная экспертиза 2005-2019 гг.). М.: Academia, 2019. 350 с.
2. Argus. Россия выполнила обязательства по ОПЕК+. Аналитический обзор Argus. 2019. С. 1-3.
3. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира (информационно-аналитический обзор). М.: Росгеология, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии зарубежных стран «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ». 2019. 63 с.
4. Argus. Итоги полугодия: взлет экспортных поставок из Козьмино: Аналитический обзор Argus. 2019. С. 1-3.

REFERENCES:

1. APR. Views of the experts (international expertise 2005-2019). Moscow: Academia, 2019. 350 c. (In Russ.)
2. Argus. Russia has fulfilled its obligations under OPEC+. Analytical review of the Argus. 2019. Pp. 1-3. (In Russ.)
3. Vysotsky V. I. oil and Gas industry of the world (information and analytical review). M.: Rosgeologiya, all-Russian research Institute of Geology of foreign countries "VNIIZarubezhgeologiya". 2019. 63 p. (In Russ.)
4. Argus. Half-year results: the rise of exports from Kozmino: Argus Analytical review. 2019. Pp. 1-3. (In Russ.)

Статья «Энергетические стратегии Китая и их реализация»
в журнале «Бурение и нефть» № 4, 2020. В соавторстве с Гриб Н.С.
Авторство не разделено.

China's Energy Strategies and their Implementation

Авторами предпринят анализ энергетических стратегий КНР, её обеспеченность ресурсами, стремление страны улучшить экологическую ситуацию с внедрением более чистых видов топлива и энергосбережения.

Ключевые слова: Китай; энергетическая стратегия; энергетические ресурсы; энергетическая безопасность.

The authors analyze of the energy strategies of the China, its availability of resources, the country's desire improve the environmental situation with the introduction of more clean fuels and energy savings.

Keywords: China; Energy Strategy; energy resources; energy security.

Китай – самая стремительно меняющаяся страна

Несмотря на замедление темпов развития, Китай остается одной из крупнейших экономик мира, занимает первое место по использованию энергоресурсов и является вторым по величине импортером нефти после США. В 2014 г., по оценке МВФ, КНР вышла на 1-е место в мире по размеру ВВП по паритету покупательной способности, обойдя по этому показателю США. Одновременно Китай обошел Америку, нарастив объем внешней торговли до 26,4 трлн юаней (4,3 трлн долл. США).

Рост производства невозможен без массивного развития фундаментальной и прикладной науки, выработки и внедрения в производство новых технологий, и КНР не только активно скупает лицензии на новейшие технологии, но и сама вкладывает громадные средства в их разработку и внедрение. Кстати, 2020-2021 гг. являются перекрестными годами России и Китая по научно-технической работе и инновациям. В таблице 1 представлены фактические и прогнозные доли крупнейших мировых экономик в общем объеме мировых затрат на НИОКР (1980–2030 гг.). С 2009 г. Китай опережает Японию и Россию, отставая от США.

Таблица 1

**Доли крупнейших мировых экономик в общем объеме
мировых затрат на НИОКР, (1980–2030 гг.), %**

	1981	1990	2000	2009	2020	2030
Китай	1.3	1.7	2.9	12.1	18	25
США	26.6	36.1	29.4	29.8	25	20
Япония	8.6	15.7	10.7	11.8	9	7
Россия	8.6	6.8	1.3	1.9	1.5	1.5

Источник: Data for 1995–2008 were sourced from the World Bank, World Development Indicator 2010; data for 1980–1990 are the estimates by the author based on UN Comtrade Database, among which data for Russia 1980 and 1985 are estimates based on data for the former SU.

Китай лидирует по объему мирового экспорта высокотехнологичных продуктов с 2008 г., обогнав США, Японию и Россию.

Таблица 2

**Процентные доли стран в общем объеме мирового экспорта
высокотехнологичных продуктов, %**

	1980	1990	2000	2008	2020	2030
Китай	0.03	0.6	3.7	19.7	25	30
США	26.1	22	19.6	13.4	10	8
Япония	15.2	15	11.5	6.4	5	4
Россия	3.3	0.3	0.4	0.3	1	1

Источник: Data for 1995–2008 were sourced from the World Bank, World Development Indicator 2010; data for 1980–1990 are the estimates by the author based on UN Comtrade Database, among which data for Russia 1980 and 1985 are estimates based on data for the former SU.

Уже в 2007 г. Китай практически догнал США по количеству ученых и инженеров, занятых в сфере НИОКР на условиях полной занятости.

Таблица 3 [1]

**Количество ученых и инженеров, занятых в сфере НИОКР
на условиях полной занятости (в % от мирового показателя)**

	1995	2000	2005	2007	2020	2030
Китай	10.2	10.1	13.5	19.7	30	35
США	18.3	18.4	16.5	19.8	15	12
Япония	18.4	15.2	12.3	14.6	10	8
Россия	10.5	7.3	5.6	6.5	5	5

Ресурсная обеспеченность является одним из важнейших факторов развития экономики. Мы покажем динамику УВ-запасов КНР в таблице 4. По данным Госкомитета КНР по развитию и реформам, запасы нефти в КНР сократились с 24,0 млрд барр. в 2002 г. до 18,3 млрд барр. в 2003 г. и до 16,0 млрд барр. в 2008 г. [2, с. 106]. Однако после пересчета данные по запасам нефти резко возросли.

Таблица 4 [3]

Запасы, добыча и импорт нефти и газа в КНР

Китай	2011		2016		2018	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
Доказанные запасы нефти (млн т) и газа (млрд куб. м)	3160,0	3160,0	3 489,1	3489,1	3486,2	2856,0
Добыча нефти (млн т) и газа (млрд куб. м)	203,0	93,0	199,7	133,6	191,2	149,2
Импорт нефти и газоконденсата	137,4		380,6		461,1	

В то же время КНР активно ведет импорт углеводородов. Пекин стал нетто-импортером нефти в 1993 г., а в 2009 г. Китаем впервые было импортировано нефти больше, чем добыто на собственных месторождениях. В 2010 г. объем импортируемой КНР нефти впервые превысил 239 млн т [4, с. 5]. Эксперты прогнозируют, что через 40 лет КНР сможет обеспечить самостоятельно только 3% внутреннего спроса на нефть.

Если мы рассмотрим энергетические стратегии Китая, то они частично перекрывают друг друга, и каждая последующая в чем-то противоречит предыдущей, потому что заложенные в них на 10-20 лет параметры выполняются за 3-5 лет, а за это время появляются новые технологии. Сегодня сложно прогнозировать, как будет развиваться Китай – в силу его масштабных инвестиций во все сферы энергетики, а также в силу возникших рисков серьезного спада экономики в первом полугодии 2020 г. в связи с эпидемией коронавируса.

Китай – страна парадоксов

В Китае обеспечение собственными энергоресурсами составляет значительно менее 80%.

Самое дешевое топливо
углеводородного следа

50% мировой добычи угля
электромобилей в мире

Снижение

50% продаж

	2018	
200 ГВт ТЭС на угле за 5 лет ветрогенерации – 1 год		20% прирост
	2019	
Рост добычи угля на 4,5% газа на 9,5%		Прирост потребления
	2020	
Снижение импорта нефти		Запуск в серийное производство водородного автомобиля Grove с пробегом 1000 км

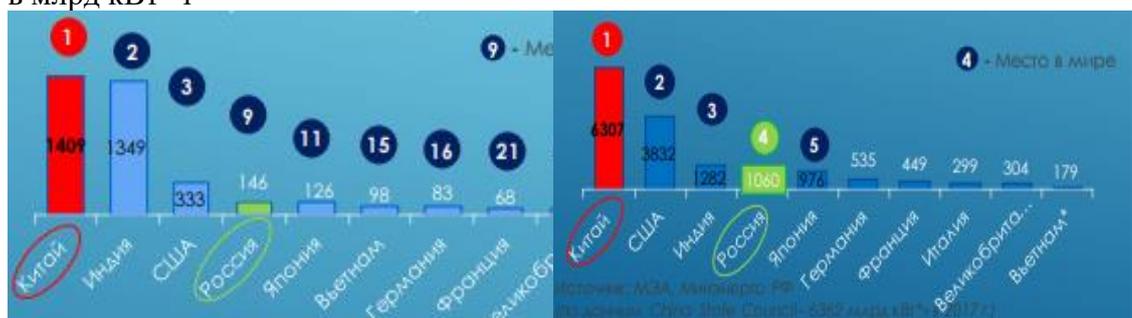
Все энергетические стратегии Китая лучше воспринимать через призму этого разнонаправленного движения.

В 2019 г. в Китае спрос на электроэнергию определяли две составляющие

Китай является крупнейшим рынком электроэнергии мира емкостью спроса 6,9 трлн кВт*ч (2018 г.), что почти вдвое больше, чем следующий за ним рынок США. Это связано с тем, что в Китае самая большая численность населения и крупнейшая экономика мира по паритету покупательской способности или вторая по размеру ВВП в пересчете на доллары США.

Население (млн человек)
в млрд кВт*ч

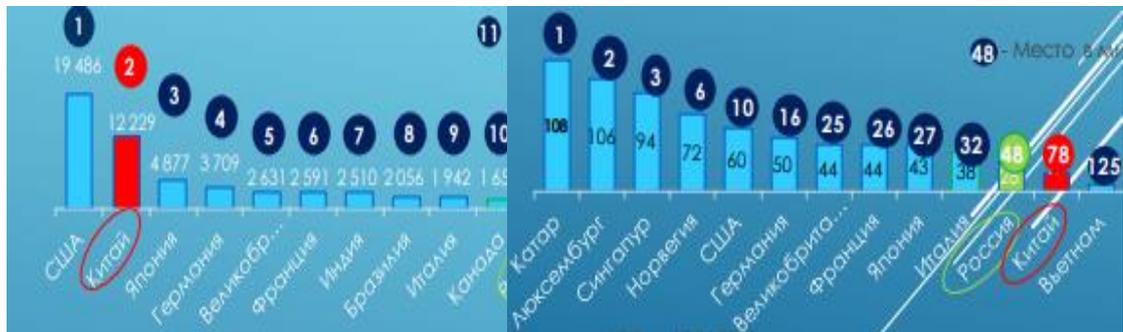
Потребление электроэнергии



Источники: МЭА, Минэнерго РФ, China Data данные Всемирного Банка на 29.08.2019. Council-6362 млрд кВт*ч в 2017 г.

ВВП (трлн долларов США)

ВВП на душу населения (тыс. \$ /чел.)



Источник: МВФ от 17.04.2018.

Показатель	единица	2017	2018	%
Производство	трлн кВтч	6,453	6,994	8.4
ГЭС	трлн кВтч	1,195	1,233	3.2
ТЭС	трлн кВтч	4,588	4,923	7.3
АЭС	млрд кВтч	248,1	294,4	18.6
ВЭС	млрд кВтч	304,6	366,0	20.2
СЭС	млрд кВтч	117,8	177,5	50.8
Устан-ная мощность	ГВт	1 784,1	1,899,670	6.5
ГЭС	ГВт	343,8	352,3	2.5
ТЭС	ГВт	1 110,1	1 143,7	3.0
АЭС	ГВт	35,8	44,6	24.7
ВЭС	ГВт	164	184,3	12.4
СЭС	ГВт	130,4	174,6	33.9
ЛЭП (>220 кВ),	км	685,6	733,4	7.0
Трансформаторы (>220 кВ)МВА		3,789,340	4,022,550	6.2
Новые УМ	МВт	130,440	124,390	-4.6
ГЭС	МВт	12,8	8,5	-33.7
ТЭС	МВт	44,5	41,2	-7.5
АЭС	МВт	2,2	8,8	306.3
ВЭС	МВт	17,5	21	20.3
СЭС	МВт	53,4	44,7	-16.2
Трансформаторы (>220 кВ), км		41,4	41	-0.9
Инвестиции	млн RMB	823,900	809,400	-1.8
Из них в генерацию	млн RMB	290,000	272,100	-6.2
ГЭС	млн RMB	62,200	67,400	8.4
ТЭС	млн RMB	85,800	77,700	-9.4
АЭС	млн RMB	45,400	43,700	-3.8
ВЭС	млн RMB	68,100	64,200	-5.7
ЛЭП	млн RMB	5,339	5,373	0.6
Расход угля	g/kWh	309	308	-2.0
Нагрузка	часов	3,790	3,862	7.3
ГЭС	часов	3,597	3,613	1.6
ТЭС	часов	4,219	4,361	1.4
АЭС	часов	7,089	7,184	9.5
ВЭС	часов	1,949	2,095	1.46
Потери в сетях	%	6.48	6.21	-0.3

Прогнозы и перспективы развития энергетической отрасли Китая

В утвержденной в 2016 г. энергостратегии Китая на 2020 г. прописаны следующие цели и задачи:

– Общее потребление первичной энергии (нефть, газ, уголь, уран, ГЭС, ВИЭ) должно поддерживаться на уровне 5 млрд тонн угольного эквивалента, с последующим уменьшением доли угля;

– Долю ВИЭ необходимо повысить до 15% в структуре топливного баланса первичной энергии;

– Интенсивность выбросов CO₂ должна быть снижена на 18% к уровню 2015 г., а энергоёмкость – сократиться на 15% к 2015 г.;

– Обеспечение страны собственными энергоресурсами должна быть не ниже 80% с целом;

– Расход угля на выработку электроэнергии должен снизиться до 310 г/кВт*ч, а для новых электростанций ниже 300 г/кВт*ч;

– Необходимо осуществить полную реализацию стандартов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на угольных ТЭС, ликвидировать все старые и неэффективные угольные котлы в основных зонах контроля и предотвращения загрязнения воздуха.

Однако надо учитывать, что потребление всех ископаемых ресурсов Китаем превышает объем их добычи на территории страны. Наименьшая разница между объемами потребления и добычи отмечается в угле – 6% было добыто за пределами Китая; для газа и нефти данный показатель значительно больше – 28% и 60% соответственно.

Крупные энергосистемы мира сформированы на монотопливе

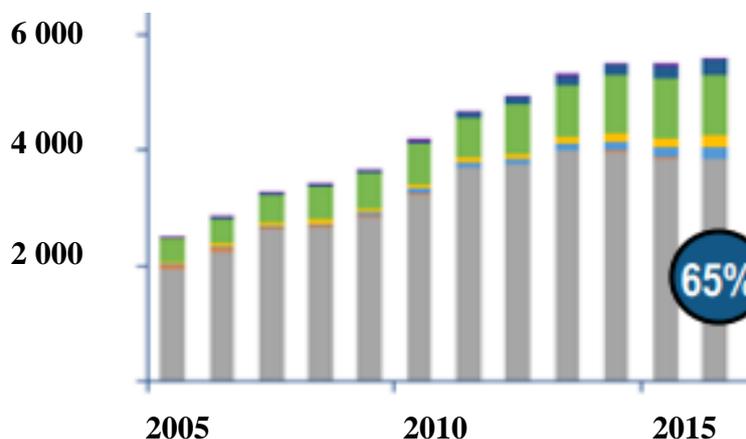
Китай наряду с Индией и ЮАР является страной, в топливно-энергетическом балансе которой уголь является доминирующим. Общее потребление первичной энергии (нефть, газ, уголь, уран, ГЭС, ВИЭ) в 2020 г. составляет порядка 5 млрд тонн угольного эквивалента.

Согласно программе Государственного Совета КНР было запланировано к 2020 г. довести долю полезного неископаемого топлива в структуре потребления страной первичных топливно-энергетических ресурсов до 15%, а долю угля снизить до 55%, нефть к 2020 г. должна была составить 23%, а газ – 10% [4, с.7, 12].

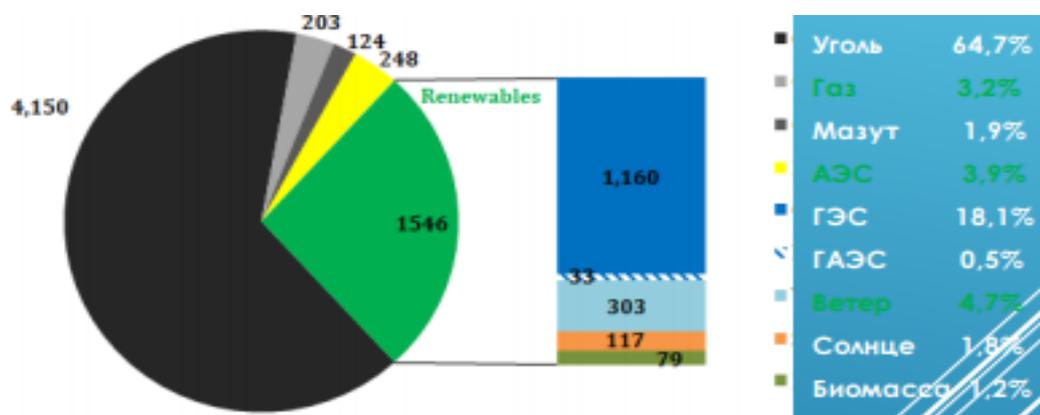
Следует отметить тенденцию роста угля: с 2000 г. по 2017 г. потребление угля в Китае выросло в 4 раза и 50% объема идет на выработку электроэнергии. Мощность угольных ТЭС за это же время выросла в 5 раз. Принятие Государственным Советом КНР экологической энергетической политики не мешает местным

корпорациям продолжать строительство по 200 ГВт угольных мощностей за пятилетку вплоть до 2030 г.

Структура выработки электроэнергии в КНР в 2005-2017 гг., в МВт*ч



Доля выработки электроэнергии на угле в 2017 г. составила 65% против 76% в 2010 г., поэтому цель КНР снизить ее до 55% в 2020 г. кажется слабо достижимой.



Источник: <https://chinaenergyportal.org/en/2017-electricity-other-energy-statistics-update-of-june-2018/>

В 2019 г. выросла добыча угля на 5%. При закрытии старых шахт и угольных ТЭС были допущены просчеты. В ряде случаев не было учтено отсутствие запасов газа в хранилищах или газотранспортной системе, не построены газопроводы-отводы, соединяющие котельные с магистральными газопроводами. Зимой

2019 г. было принято решение отключать угольные котельные только после документального подтверждения обеспечения газом ТЭС и котельных.

Газовая генерация: отставание от плана все равно обеспечивает взрывной рост спроса на газ

План социально-экономического развития Китая на 13 пятилетку (2016-2020 гг.) предполагает рост мощностей газовой генерации до 110 ГВт (при росте общей мощности системы 2.000 ГВт) к 2020 г. Однако строительство и ввод газовых ТЭС идет вдвое медленнее плана – 6% в год вместо 11, 5%. Тогда как суммарная установленная мощность по итогам 2019 г. превысила плановую норму в 2000 ГВт (за счет угольных мощностей).

В рамках развития национальной энергетики в КНР предусматривается значительное увеличение доли природного газа в топливно-энергетическом балансе страны. В ближайшие 5 лет спрос на газ в Китае удвоится и, по прогнозу Института энергетических ресурсов Госкомитета развития и реформы КНР, объем потребления газа к 2020 г. составит 250 млрд куб. м [5, с. 5].

Китай совсем недавно импортировал всего 15 млн тонн СПГ в год, но в этом году этот поток покрывает все потребности страны в СПГ – с учетом отказа крупнейших китайских импортеров от части спотовых поставок в первом квартале 2020 г. КНР планирует увеличить мощности по регазификации СПГ за ближайшие 20 лет в 70 раз – с 1 млрд куб. м в 2008 г. до 70 млрд куб. м к 2030 г.

Мощность в 2016 г.: 1604 ГВт
1928 ГВт

Мощность в 2018 г.:

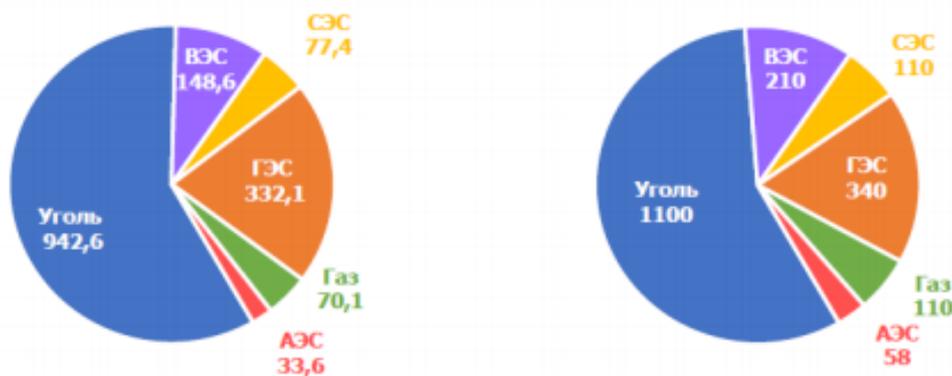


Рис.17. Установленные мощности по генерации электроэнергии в Китае, ГВт

Источник: China Electricity Council, National Development and Reform Commission

Китай уже 11 лет подряд сохраняет мировое лидерство по потреблению первичной энергии и электроэнергии за счет использования на нужды собственной экономики 50% мировой добычи угля. В рамках новой Энергетической стратегии построены и действуют с 2018 г. около 100 ГВт газовых ТЭС, 44 ГВт АЭС, 352 ГВт ГЭС.

Экологические цели и технологические прорывы

Пекин резко включился в гонку за создание альтернативной энергетики и с 2015 г. является крупнейшим инвестором мира в ВИЭ – 110 млрд долл. ежегодно. Суммарная мощность ветрогенераторов составляет 185 ГВт, а солнечных панелей – 175 ГВт [6].

«Feed in tariff» – «зеленый тариф» за поставку электроэнергии, выработанной с помощью ВИЭ, был введен в Китае в 2011 г. для стимулирования использования ВИЭ. В 2018 г. Китай полностью отменил доплату за солнечную генерацию и частично – за ветровую. Национальное энергетическое управление Китая (National Energy Administration) недавно одобрило 12 проектов строительства энергосистем сверхвысокого напряжения для транспортировки электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ на западе Китая, в восточные и центральные регионы.

В Китае в ноябре 2019 г. была введена в эксплуатацию самая протяжённая ЛЭП длиной 3324 км сверхвысокого напряжения 1100 кВ, соединяющая западный регион Xinjiang с восточной провинцией Anhui для передачи 66 млрд кВтч электроэнергии в год (с угольной ТЭС – 28 ГВт). Цель проекта: удовлетворить растущий спрос на электроэнергию в промышленных восточных регионах.



«Зеленый тариф» на ветро- и биоэнергию



**«Зеленый тариф»
на
солнечную
энергию**

Источник: Presentation material from International Conference on GEI

Каковы же прогнозы и перспективы энергетической отрасли Китая, и какие цели и задачи новой Энергостратегии КНР они определяют к 2030 г.?

1. Осуществить доступ к энергетическим услугам в сельской местности.
2. Довести общее потребление первичной энергии до 6 000 млн тонн угольного эквивалента.
3. Повысить долю неископаемых видов ресурсов до 20% в структуре баланса первичной энергии.
4. Довести долю природного газа до 15% в структуре выработки электроэнергии (5% в 2020 г.).
5. Дополнительный спрос на энергию должен удовлетворяться в основном за счет экологически чистой энергии, без выбросов CO₂.
6. Показатели энергоёмкости должны достичь средних мировых уровней.
7. Доля генерации на неископаемом топливе в общем объеме установленной мощности должна достигнуть 50%.
8. Доля угольных электростанций с минимальным уровнем выбросов CO₂ должна достигнуть 80% в суммарном объеме угольных ТЭС.
9. Реализовать выполнение обязательств в области изменения климата по снижению выбросов CO₂ на единицу ВВП на 60-65% к 2030 г. от уровня 2005 г. При этом необходимо учитывать, что выбросы CO₂ достигнут пика в период около 2030 г. и затем начнут снижаться.

В энергостратегии Китая указывается, что уровень первичной энергии стабилизируется и более 50% будет приходиться на неископаемые источники, а КНР станет важным участником глобального энергоуправления [7].

Китай – лидер по электромобилям

В 2015 г. была принята стратегия «Made In China 2025», которая предполагает, что к 2025 г. Китай войдет в десятку мировых лидеров по всевозможным продвинутым технологиям и товарам. Одно из главных направлений этой доктрины – рост количества электромобилей собственного производства на рынке до 80% и увеличение экспортной доли до более, чем 10% от мировых продаж.

В 2018 г. в Китае было продано более 1 млн электромобилей, а продукция 10 китайских автопроизводителей прочно вошла в 20-ку самых продаваемых электрокаров в мире. До конца 2020 г. планируется заменить 200 тыс. такси (ДВС) на электромобили (20% таксопарк Пекина). Через 3 года весь таксопарк столицы Китая должен стать электрическим. В пределах пятого транспортного кольца в Пекине будет создана сеть электрозаправок на расстоянии 5-10 км одна от другой.



Электрозаправка

Введение государственных субсидий в 2014 г. привело к росту продаж электрокаров в четыре раза! Автопроизводителям предлагаются кредиты на льготных условиях и преференции при выделении участков под строительство заводов. К тому же для этих компаний значительно облегчен доступ к иностранным технологиям, необходимым при строительстве электромобилей, ослаблен таможенный и финансовый контроль [7].

В марте 2019 г. в Китае был представлен амбициозный концепт-кар Grove, внешне похожий на модели Maserati (двери поднимаются вверх как у бабочки), с топливными элементами на водороде и революционной дистанцией хода 1000 км. Выход в серийное производство этого чудо-водородомобиля запланирован на осень 2020 г., если эпидемия коронавируса не сорвет планы производителей. Для сравнения, максимальная дистанция электромобиля (BEV) Tesla на 1

Водородный концепт-кар

зарядке – 590 км, лидера сектора Honda Clarity – 750 км. Если китайский проект удастся, он может перевернуть весь мир не только автопрома, но и энергетики, приведя к замене ДВС на ТЭ.

Энергетическая система для красивого Китая *(The energy system for Beautiful China)*

В 2018 г. Китай утвердил новую Энергостратегию до 2050 г. под названием «Энергосистема для красивого Китая». Этот документ предусматривает:

- экономический рост и трансформацию энергосистемы в экологически чистую;
- ВВП на душу населения должен вырасти в 3,8 раз к уровню 2016 г. и составить 30 765 долл. США на человека при расчетах на ту же численность населения;
- снижение спроса на электроэнергию за счет трансформации экономического уклада.

В качестве конечных выгод названы: более чистый воздух, соответствующий мировым стандартам; снижение выбросов CO₂ до уровня, предусмотренного Парижским соглашением; сокращение затрат на возмещение ущерба от загрязнения; сохранение цен на электроэнергию при значительном снижении затрат на топливо; создание многочисленных высококвалифицированных рабочих мест на электрозаправках, производство солнечных панелей и ветровых генераторов.

Объем потребления угля в Китае к 2050 г. должен сократиться к уровню 2016 г. в 3-5 раз: с 2703 млн т угольных единиц (туе) в 2016 г. до 846-534 млн туе в 2050 г.

Прогноз по природному газу неоднозначен, так как базовый сценарий государственной политики предусматривает незначительный рост потребления с 217 млрд куб. м в 2016 г. до 238 млрд куб. м в 2050 г., а экологический сценарий прогнозирует снижение спроса почти наполовину – до 123 млрд куб. м к 2050 г., поскольку «природный газ не занимает значительную долю в энергосистеме, потому что имеется альтернатива из более дешевых ВИЭ». По нефти существует та же «вилка»: как вверх до 1100 млн туе, так и падение до 600 млн туе в 2050 г. [8] против 800 млн тонн угольных единиц (туе) в 2016 г.

В настоящий момент в связи с эпидемией коронавируса 2019-nCoV (NCP) в Китае более 83 368 инфицированных и более 2858 человек умерших. Страна несет убытки из-за закрытия на карантин ряда предприятий и снижения в связи с этим производства и экспортного потока за рубеж. Сложный период переживают и мировые рынки нефти, так как цена на нее упала до 50,26 долларов США за баррель в конце февраля 2020 г. Таким оказалось влияние

человеческого фактора на самую мощную экономику мира. Хотелось бы выразить сочувствие китайским коллегам и надежду, что они преодолеют трудности. Китайская пословица гласит: «Сильный преодолевает препятствие, а мудрый – весь путь». Думается, что и препятствия, и путь к процветанию Китая будут преодолены, хотя о сложностях этого процесса говорит другая китайская пословица: «Перспективы ясные, но путь извилист».

Реферативный список:

1. Ху А. Китай и мир к 2030 г. Доклад в Институте Дальнего Востока РАН. М.: ИДВ РАН, 2012.
2. Галаджий И. Топливо для Поднебесной // Нефть России № 5 / 2010. С. 104-106.
3. Высоцкий И.В. Нефтегазовая промышленность мира (информационно-аналитический обзор) – М.: Росгеология, «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ». 2017. 59 с.
4. ТЭК России № 11 2012. С. 8, 12.
5. Перспективы энергетического сотрудничества Россия – АТР (в экспертных оценках). М.: Academia, 2010. 340 с.
6. <https://chinaenergyportal.org/en/2017-electricity-other-energy-statistics-update-of-june-2018/>
7. World Energy Outlook IEA, 2017.
8. http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2018/04/04/the-energy-system-for-beautiful-china2050/?lang=en&utm_source=facebook.com&utm_medium=social&utm_campaign=energoperehod-v-kitaevchera-na-seminare

References:

1. Hu A. China and World in 2030. Report in Institute of the Far East RAS. M.: IFE RAS, 2012. 30 p.
2. Galadzy I. Fuel for China // Oil of Russia № 5 / 2010. Pp. 104-106.
3. Vysotsky V. I. oil and Gas industry of the world (information and analytical review). M.: Rosgeologiya, all-Russian research Institute of Geology of foreign countries "VNIIZarubezh-geologiya". 2019. 63 p. (In Russ.).
4. FЭК of the Russia № 11 2012. Pp. 8, 12.
5. Perspectives of the Russia-APR cooperation (in Expert's Opinions). M.: Academia, 2010. 3400 c. (In Russ.).
6. <https://chinaenergyportal.org/en/2017-electricity-other-energy-statistics-update-of-june-2018/>
7. World Energy Outlook IEA, 2017.
8. http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2018/04/04/the-energy-system-for-beautiful-china20500/?lang=en&utm_source=facebook.com&utm_medium=social&utm_campaign=energoperehod-v-kitaevchera-na-seminare

Статья «**Парадоксы цифровизации и «чёрный лебедь» российской действительности**» в журнале «Бурение и нефть» № 6, 2020. В соавторстве с Цыбулевским В.А. Авторство не разделено.

Paradoxes of the Digitalization and «Black Swan» of the Russian Reality

Авторы анализируют процесс цифровизации производства, управления и социальной сферы России, указывая, что цифровизация предусматривает компьютеризацию данных, повышая их доступность, прозрачность и открытость информации и давая возможность противодействия коррупции и нарушению авторских прав. Детально анализируется осуществление цифровизации в энергетическом секторе экономики России с вычленением технических и социальных рисков, сопутствующих этому процессу. Сравнивается российский и сингапурский опыт развития цифровизации и дается ссылка на теорию «черного лебедя» применительно к российской действительности в условиях турбулентности, свойственной социальным переменам.

Ключевые слова: цифровизация; оптимизации производственной; управленческой и социальной сфер; парадоксы цифровизации, теория «черного лебедя».

The authors analyze the process of digitalization of production, management and social sphere in Russia, pointing out that digitalization involves the computerization of data, increasing their availability, transparency and openness of information and making it possible to counter corruption and copyright infringement. The article analyzes in detail the implementation of digitalization in the energy sector of the Russian economy with the identification of technical and social risks associated with this process. The article compares the Russian and Singaporean experience of digitalization development and provides a reference to the "black Swan" theory in relation to the Russian reality in the conditions of turbulence inherent in social changes.

Ключевые слова: digitalization; optimization of production; management and social spheres; the paradoxes of digitalization; the theory of the "black Swan".

В настоящий момент в России активно проводится цифровизация многих сфер производства, управления и социальной жизни с целью выдвижения нашей страны на новые технологические рубежи и продвижения научно-технического прогресса. Хотелось бы надеяться, что этот процесс будет эффективным и способствующим оптимизации производственной, управленческой и социальной

структур. Мы проанализируем, что представляет собой цифровизация, и каковы ее возможности? Насколько адекватно считать ее панацеей от всех российских бед?

Итак, цифровизация – это перевод на «цифру» (оцифровка – то есть компьютерная обработка данных – а, значит, технический процесс) всей массы вербальной и визуальной информации, при котором повышается скорость обработки этой информации. Следовательно, цифровизация не имеет политического характера, а является процессом формализации данных и усиления их прозрачности, открытости, и доступности для населения. В этом заключается ее вклад в повышение демократизации общества в качестве одного из механизмов совершенствования и преобразования российской действительности и предотвращения коррупционных явлений.

О необходимости активного внедрения цифровизации в жизнь начали дискутировать еще первом десятилетии XXI века. Так, в частности на заседании Никитского клуба на тему «Интеллектуальная собственность в XXI веке: «король умер?» Капица С.П. при обсуждении понятия интеллектуальной собственности призывал обратиться к более фундаментальным аспектам, связанным с информационной природой роста и развития человечества, отмечая, что информация, точнее обобщенная информация, приводящая к развитию человечества по квадратичному закону, в отличие от обычной собственности, при ее распространении в обществе размножается и этот процесс необратим. Он отмечал, что по существу, вся система обучения, образования и воспитания человека происходит в таких условиях, что в этой деятельности, занимающей в современном обществе заметное место, традиционно все наиболее существенные открытия в области науки сразу с момента публикации становятся общедоступными.

В качестве примера Капица указывал на то, что геном человека был расшифрован практически одновременно международной кооперацией и частной группой Celera, стремящейся присвоить себе эту информацию. После длительной дискуссии при участии ЮНЕСКО возобладала точка зрения, что информация о геноме человека должна быть общедоступна. Такие же вопросы возникают при исследовании космоса и Мирового океана. Ряд университетов все свои учебные материалы стали бесплатно предоставлять через Интернет. И само появление Интернета ставит множество вопросов об авторском праве... и распространении информации в современном мире. Можно вспомнить, что в ООН была инициатива безвозмездно предоставлять научно-техническую информацию развивающимся странам... [1, с. 4-5].

Эта позиция была поддержана коллегами Капицы С.П. по Никитскому клубу, подчеркивавшими, что «вряд ли надо доказывать взаимосвязь интеллектуальной творческой деятельности и общественного прогресса, предполагающую необходимость, с одной стороны, стимулирования интеллектуальной творческой деятельности, а с другой – диффузии новых знаний в обществе, то есть быстрого и достаточно широкого их распространения» [1, с. 9].

В то же время наличие информационных угроз требует обязательного использования эффективных средств защиты от утечки конфиденциальных данных, внедрения системы обнаружения и предотвращения злоупотребления и мошенничества, проведение анализа защищенности инфраструктуры и сервисов в производственной сфере и в финансово-кредитных учреждениях. В качестве упреждающего подхода может быть использовано сканирование уязвимостей и веб-приложений, внедрение систем криптографической защиты конфиденциальной информации, в том числе криптоалгоритмов с открытым ключом, которые являются основой электронно-цифровой подписи (ЭЦП), средств аутентификации, используемых при входе в корпоративную сеть и других технологий защиты информации для выстраивания надежной системы безопасности сетевых ресурсов. Все это обусловлено необходимостью выполнения требований российского законодательства, в том числе Федерального Закона № 152-ФЗ «О персональных данных» и других нормативных актов, регулирующих защиту персональной информации в процессе оказания государственных и муниципальных услуг [2, с. 33, 45, 51, 59].

Цифровизация производственной сферы

Начнем анализ с производственной сферы, а именно, с самой передовой и обладающей наибольшими финансовыми ресурсами энергетической отрасли России, которая является лидером в экономике нашей страны. Энергетический сектор дает наибольшие поступления в бюджет Российской Федерации, а именно свыше 46% (2018 г.) долларовой прибыли. По мнению академиков РАН Фортова В.Е. и Фаворского О.Н., энергетика напрямую определяет уровень и темпы социально-экономического развития стран и является технической основой цивилизации, а академик РАН Капица П.Л. первый обратил внимание на жесткую корреляцию между уровнем экономического развития и удельной энерговооруженностью государства, так как создать мощную современную экономику могут только энергетически развитые страны [3, с. 13].

Следует отметить, что энергетика всегда являлась ведущим сектором российской экономики. Она имеет для нашей страны особое

значение, так как не только обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, но является еще и инструментом проведения внешней и внутренней политики, во многом определяющей геополитическое влияние России. Не случайно одной из главных тем Международного Форума – Первой Российской энергетической недели (РЭН) в октябре 2017 г. и последующих 2-й и 3-й РЭН в 2018-2019 гг. стала цифровизация топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и темпы «индустриальной революции» в России.

Большинство участников Российской энергетической недели отмечали, что потребители инфраструктурных отраслей стремительно меняются, меняется также характер их бизнеса и характер регионального развития, идет согласование взаимодействия городов и регионов, новых технологий, в том числе Big Data и «умных» сетей, финансовых структур и энергетических компаний в процессе совершенствования энергетической инфраструктуры России. Экспертами указывалось, что постепенный переход экономики РФ к новым принципам неизбежен и требует достаточно нетривиальных решений, несмотря на то, что реальную «промышленную революцию» эксперты ждут не ранее, чем к 2025 г., указывая, что без соответствующих усилий энергетической отрасли она невозможна [4].

Отрадно было осознавать, что лица, принимающие решения в производственном секторе, объективно оценивают ситуацию в отрасли и без эйфории рассматривают перспективы цифровизации с учетом трудностей и рисков ее развития. Так, Министр энергетики России Новак А.В. в интервью Business FM затронул тему рисков, существующих в энергетической сфере. Он отметил: «Что касается цифровизации, автоматизации, искусственного интеллекта – это не угроза, а условие развития цивилизации и сохранения глобальной конкурентоспособности. Радикальных перемен в уровне жизни они пока не принесли, но позволяют производить товары быстрее, качественнее и с меньшими затратами, чем раньше. Как и многие аналитики во всем мире, мы видим в этих элементах промышленной революции и тревожные моменты. Это растущее технологическое неравенство, которое широко используется не только для получения конкурентных преимуществ на рынках, но и для политического давления на «неугодных», что подрывает основы политической стабильности во всем мире и уже спровоцировало серию горячих конфликтов и санкционных войн. Социальные риски появляются в связи с бурным переформатированием многих сфер экономики – автоматизация и роботизация могут привести к лавинообразному сокращению рабочих мест в традиционных секторах экономики и в развивающихся странах. Концентрация технологий также может

снизить конкурентоспособность этих стран и поставить их в положение острой зависимости от технологических лидеров [5, с. 13].

Кроме того, Министр энергетики РФ уточнил, что к технологическим рискам он отнес бы кибербезопасность, растущую зависимость от технологий и риски сбоев, подчеркнув, что эти риски актуальны для всей мировой экономики, а не только для России. Поэтому, понимая серьёзность этих рисков, Россия уже принимает меры для снижения их возможных последствий: вносятся изменения в законодательство, в т.ч. в сфере цифровых технологий и рынка труда (раздел «о самозанятости»), формируется новый запрос на подготовку специалистов в вузах страны, в компаниях с государственным участием принимаются программы инновационного развития [5, с. 13].

На I-ой Российской энергетической неделе Инюцын А.Ю., бывший в тот период заместителем министра энергетики России, заострил внимание на терминологическом разграничении понятий, указав, что термин «новая энергетика» в экспертном сообществе обычно применяется к отраслевым процессам, которые соответствуют очередной промышленной революции с ее цифровизацией, роботизацией и автоматизацией. «Новая энергетика» представляется менее ресурсоемкой, экологически чистой и более надежной. Элементами новой энергетика являются: широкое распространение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и даже замещение ими традиционной генерации, рост энергоэффективности, превышающий рост потребности в энергии, перевод промышленности и транспорта на электричество, цифровизация основных процессов в энергетике, включая добычу энергетических ресурсов, производство энергии и энергообеспечение бытовых и промышленных потребителей. «Новая энергетика» – это еще и «умные» сети, помогающие сократить издержки и свести к минимуму аварийность, а также – автоматизация и роботизация отрасли [4].

Итак, в рамках национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго РФ при активном участии компаний ТЭК был сформирован проект «Цифровая энергетика» для реализации трех направлений по цифровизации отдельных секторов ТЭК: электроэнергетики, нефтегазового комплекса и угольной промышленности [6]. 31 октября 2019 г. Министерством энергетики России был создан Совет по цифровой трансформации отраслей ТЭК во главе с министром Новаком А.В., сформирован ряд рабочих групп. Рабочая группа «Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли» под руководством зам. министра Сорокина П.Ю. и Белевцева А. из «Газпром нефть» выступает в качестве центра компетенции в нефтегазовой отрасли. В рамках направления безлюдных технологий

рабочая группа в 1 квартале 2020 г. разработала 115 сценариев перспективного применения робототехники с учетом рыночного бенчмаркинга. Разрабатываются среднесрочная – до 2024 г. и долгосрочная – до 2035 г. концепции цифровой трансформации ТЭК. По предварительным оценкам, эффект от внедрения разработанных рабочей группой мер в нефтегазовую отрасль к 2035 г. может составить 200-280 млрд руб. в год, из которых 150-200 млрд руб. придется на разведку и добычу, 30-50 млрд руб. – на нефтепереработку, 20-30 млрд руб. – на логистику [7].

Если мы обратимся к опыту работы ПАО «Газпром нефть», то следует отметить, что с 2018 г. компания в рамках стратегии-2030 внедряет цифровые технологии геосупервайзинга бурения скважин, что открывает новые возможности не только для техники и технологии строительства скважин, но и организации и управления буровым производством на месторождениях [8], решая главную задачу – повышение эффективности прироста добычи нефти.

Как подчеркивают специалисты, учитывается, что «повышение уровня сложности скважин, особенно по трудноизвлекаемым запасам нефти, требует создания научно-обоснованной технологической оптимизации процессов бурения на основе адаптивной системы на единой цифровой платформе и мультидисциплинарного и кросс-функционального взаимодействия сотрудников подрядных организаций, участвующих в реализации буровых проектов» [9, 10]. Поэтому для эффективного разбуривания месторождений и приращения добычи нефти без увеличения парка БУ, нужны современные цифровые технологии, программное обеспечение, специалисты цифровых профессий и принципиально новая организация управления буровыми работами. Компанией применяется геосупервайзинг (буровой супервайзинг) для объективного мониторинга состояния ствола скважины, оборудования и технологических процессов в реальном времени, и оперативного принятия решения непосредственно на объекте. Эффект не заставил себя ждать: первая наклонно-направленная скважина была пробурена за 9,6 суток с опережением графика на 2,4 суток. Вторая горизонтальная скважина глубиной 4192 м и длиной горизонтального ствола 962 м пробурена с ускорением 1,1 суток [11].

Если мы вернемся к технической стороне процесса, то следует отметить, что для эффективного осуществления цифровизации в первую очередь необходимо построение комплексных систем информационной безопасности, чтобы фокусировать защиту на объектах системы и её функциональных подразделениях и бизнес-процессах. Для этого нужна экспертиза всей информационной системы с целью проведения оценки уровня защищенности информационных активов

предприятия и оценки рисков и угроз информационной безопасности. Следует учитывать, что IT-инфраструктура современной компании состоит из большого количества элементов разного назначения и разных производителей. Для эффективной обработки потоков информации с целью выявления инцидентов и своевременного на них реагирования необходимы специализированные средства автоматизации, что позволяет оптимизировать работу всей структуры, обеспечивает сбор, индексацию и объединение данных всех физических, виртуальных и облачных приложений, серверов и устройств, дает возможность провести мониторинг этих данных в режиме реального времени и выявить ошибки персонала для предотвращения аварийных ситуаций или утечки информации [2, с. 7, 10, 15-16].

Очень актуальным является исследование компании «Эрнст энд Янг» в области бизнес-рисков, в котором участвовали 100 специалистов из 11 отраслей. Эксперты указывали на риски, связанные с управлением, планированием и общественным одобрением и отмечали, что инновации – это не только научно-исследовательские программы и меры по усовершенствованию продукции. Для того чтобы иметь возможность внедрять инновации в будущем, компаниям придется воспринимать их как неотъемлемую часть общей корпоративной культуры организации. Истинное понимание инновационного бизнеса предполагает внедрение нововведений во всех сферах – и в бизнес-процесс и в бизнес-модели. Такой подход позволяет даже риски рассматривать как новые возможности». Выводы, сделанные специалистами компании «Эрнст энд Янг» Г. Бхавай и М. Хейненом адекватны современному моменту: «В сегодняшней непредсказуемой экономической ситуации выживают только те компании, которые не боятся использовать инновации. Внедрение инноваций необходимо не только для уменьшения рисков, но и для обеспечения устойчивого роста и продолжения деятельности. Сегодня перед компаниями стоит проблема не просто уменьшения рисков, а выживания в условиях нестабильности и неопределенности [12, с. 26].

Эксперты «Эрнст энд Янг» уточняли, что «управляющие органы должны регулировать, однако, их действия не должны носить непредсказуемый характер, иначе от них будет больше вреда, чем пользы». Таким было мнение профессора Школы менеджмента Келлогга, бывшего управляющего директора JP Morgan Дэвида Стауэлла, а мнение Дженса Солстрапа, руководителя и директора по консалтингу компании Oxford Analytical, было следующим: «Надежды на то, что развивающиеся рынки останутся в большей или меньшей степени защищенными от проблем развитых экономик, исчезают по мере того, как становится все более очевидно, что текущий

экономический кризис имеет подлинно мировые масштабы». Анализируя кадровую политику в период экономического спада, эксперты «Эрнст энд Янг» подчеркивали, что идет не только конкуренция за перспективных специалистов, но особое значение приобретает удержание квалифицированных кадров. При внедрении инноваций не обойтись без высокопрофессионального и квалифицированного персонала. Для решения этой проблемы, по мнению руководителя Отдела управления рисками в сфере персонала компании «Эрнст энд Янг» Кр. Липски, необходимо: «управление всеми этапами формирования штата сотрудников, включая подбор, обучение, профессиональное развитие, эффективность деятельности, процессы удержания и оттока сотрудников, что стало ключевым показателем в наиболее успешных компаниях». [12, с. 26].

Цифровизация управленческой и социальной сферы

Если мы затронем зарубежный опыт внедрения цифровизации, то следует в первую очередь обратить внимание на взрывное и эффективное развитие Сингапура. Президент Татарстана Минниханов Р.Н. вспоминал, как автор «сингапурского чуда» Ли Куан Ю, прилетев в Россию, рассказывал о том, как он решал задачи, стоящие перед его страной, и дал возможность отправиться в Сингапур за опытом министрам Татарстана. Кроме того, книга Ли Куан Ю была переведена на русский язык и рекомендована для прочтения государственным служащим.

Следует отметить, что в ноябре 2018 г. Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ) подписал с сингапурскими компаниями соглашения на общую сумму более одного миллиарда долларов США, целевое назначение которых этих средств – это финансирование ряда проектов на территории России, в том числе химических объектов в Татарстане. Общие же инвестиции со стороны Сингапура в российский бизнес составляют более 17 млрд долларов США. Объем взаимных накопленных инвестиций Сингапура и Российской Федерации невелик, но уже в 2018 г. все же превысил 25 млрд долларов США. Уточним, что в России сингапурские компании работают в Москве, Татарстане и Пензенской области [13].

Говоря о важности перенимания эффективного зарубежного опыта, Минниханов Р.Н. указывал, что «очень важно показать людям, что можно жить по-другому, что есть страны, где такие же люди в это же время делают совершенно иные, несопоставимые вещи. Поэтому Сингапур крайне интересен с учетом того, что мы тоже хотим меняться, и быстро. Задача, которую поставили сегодня руководители России, – модернизация. А это значит, мозги свои менять надо. И

потом уже другие вещи станут получаться» [14, с. 40]. Как одну из лучших в мире президент Татарстана отметил систему власти в Сингапуре: «Там лучшая антикоррупционная система, и лучше всего обстоит дело с электронными услугами, великолепное управление транспортом, жилищное обеспечение, школьное образование, одна из самых продвинутых систем высшей школы, притом, что 30% жителей – иностранцы, приехавшие учиться. Это и превосходная площадка для бизнеса... Есть масса вещей, которые можем делать, и мы можем внедрять здесь то, что там увидели» [15, с. 4].

Завершить это высказывание г-на Минниханова хотелось бы оптимистичным рефреном, который транслировался в ходе торжественного открытия Дней Татарстана в Москве в ноябре 2011 г.: «We can!» – «Мы можем!» [14, с. 41].

Разумеется, авторы хорошо понимают, что перевести на цифру управленческую и социальную сферу Сингапура было легче в связи с малыми размерами страны и ее населения. Но, на наш взгляд, следует отметить и противоречия цифровизации в Сингапуре, ведь этот процесс, в принципе должен способствовать открытости, прозрачности и демократизации всей социальной жизни государства, но в то же время он не должен вторгаться в частную жизнь граждан и нарушать ее неприкосновенность и конфиденциальность. А что происходит в Сингапуре, на который нам указывают как на образцовую управленческую систему?

С одной стороны, налицо неоспоримые успехи: так, уже в 1999 году The Intelligent Community Forum (ICF) назвал Сингапур лучшим «Интеллектуальным сообществом года» за программу массового внедрения высокоскоростного Интернета, которую город-государство запустил в 1998 г. Распространение Интернета активно поддерживалось на национальном уровне, и к 2003 г. 65% домов и рабочих мест были подключены к сети, а 74% жителей острова владели персональными компьютерами. В 2000-х гг. Сингапур сконцентрировался на IT-технологиях и добился неоспоримых успехов: на регистрацию компании через онлайн-сервис уходит не более 15 минут, а на онлайн-карте Сингапура в любое время можно получить информацию обо всем происходящем в данный момент – от количества людей на улице или трафика до уровня паводков. Вы даже можете получить вид на город с высоты птичьего полета [16]. Это, конечно, большой плюс.

Но, по законам Сингапура, любое решение об использовании собранных системой «Smart Nation» данных не требует разрешения ни суда, ни граждан, а с 2011 г. абсолютно все дороги и улицы в Сингапуре находятся под постоянным видеонаблюдением. Однако

датчики на автомобилях, кроме контроля трафика и создания удобной системы дорожных сборов, позволяют отслеживать все перемещения жителей города-государства. Известен случай, когда человека, выбросившего из окна окурки и зафиксированного камерами видеонаблюдения, оштрафовали на 14 000 сингапурских долларов [17]. То есть на лицо ущемление конфиденциальности, как обратная сторона осуществления эффективных городских проектов.

В случае Сингапура обмен свобод на обеспечение безопасности, благосостояния, высокого уровня технологического и развития бизнеса у большинства жителей не вызывает протеста и, несмотря на подобные ограничения, проект «Smart Nation», включающий совместные действия правительства, жителей и бизнеса для решения наиболее важных задач, а именно: улучшения качества жизни и модернизации экономики, популярен в стране. Сказывается высокий уровень доверия населения Сингапура своему правительству, все действия которого прозрачны и граждане могут их контролировать посредством цифровизации управленческой сферы, поэтому сингапурцы готовы пойти на ограничение свобод в обмен на улучшение качества жизни и мировое технологическое лидерство. Следует отметить, что местное открытое вещание, кабельное телевидение и печатные новостные издания в этой стране фактически закрыты для иностранных фирм, а раздел 47 Закона о телерадиовещании ограничивает иностранный капитал телекомпаний на внутреннем рынке Сингапура до 49% и даже до меньшей доли [17].

Начато внедрение системы «Smart Sity» и в России. К примеру, в Москве и в большинстве городов РФ действуют Многофункциональные центры (МФЦ) по системе одного окна, чтобы горожане не тратили лишнее время при получении необходимых справок, документов и информации. Насколько эффективно действуют эти центры? К примеру, если Вам необходимо получить справку о наличии или отсутствии у Вас собственности, то Вы **лично** должны прийти в ближайший МФЦ и подать заявку на получение такой справки, которая подразделяется на две составные части: до 1998 г. и после. Вторую справку Вы сможете получить через две недели, а первую – через два месяца. Если Вы за этот период меняли свой общегражданский паспорт, то у Вас потребуют данные старого паспорта, а затем около месяца уйдет на письменный запрос в РОВД того места, где Вы проживали и получали этот паспорт.

Если Вы преподаватель вуза или школы, то для работы понадобится справка об отсутствии судимостей. Вам придется опять-таки **лично** прийти в МФЦ, чтобы подать запрос, и если Вы до этого проживали в другом регионе, то Вы будете ждать от двух до трех

месяцев, пока не будет получен письменный ответ из региона. Вот такие парадоксы цифровизации в России.

Однако следует учитывать, что МФЦ – это только техническая служба и самостоятельных решений она не принимает. Если, скажем, ущемлены Ваши социальные права, и Вы хотите их восстановить, то Вам нужно обратиться, скажем, в Департамент социальной защиты населения к руководителю или его заместителям. Однако Вас переадресуют в многофункциональный центр (МФЦ), который не сможет принять решение по Вашей проблеме. В этом случае мы наблюдаем замкнутый круг и блокирование взаимодействия населения с лицами, принимающими решения по насущным проблемам, с которыми Вы не можете связаться напрямую по электронной связи, а можете выйти только на рядовых исполнителей, чтобы получить от них заведомый отказ.

Эта злободневная ныне проблема была поднята еще в 2005 г. Мироновым С.М., который отмечал, что общество требует от органов государственного управления все большей открытости, а недоступность власти – это источник недоверия к ней. В развитых странах тратятся миллиарды долларов на то, что получило название «электронного правительства». Общий объем финансирования аналогичной российской программы «Электронная Россия» также определен в размере более двух миллиардов долларов. Эти расходы необходимы. По оценкам ООН, индекс электронизации власти у нас в РФ в два раза ниже общемировых показателей и почти в три раза ниже, чем в странах Европы. Общий урок первых этапов реализации программы «Электронная Россия» состоит в том, что информационные технологии не могут быть наложены на старые бюрократические структуры. Поэтому программа тесно связана с административной реформой и реформой самоуправления [18, с. 28-29].

Цифровизация научно-образовательной сферы

Во всем мире цифровизация активно и повсеместно затрагивает научную и образовательную сферу, внося коррективы в деятельность ученых, преподавателей и исследователей. С одной стороны, по сути своей она должна открыть более широкий и оперативный доступ к научному знанию и научной информации, резко сокращая затраты времени на приобщение к ним. С другой стороны, открытость информации и программа «антиплагиат» должны защитить авторские права ученых и саму научную информацию и предотвратить незаконные заимствования результатов, полученных при исследованиях. И вот тут-то мы сталкиваемся с целым рядом казусов.

После подачи для публикации в журналы работ, авторские рукописи проходят проверку на наличие заимствований (то есть

плагиата и автоплагиата) и излишнего цитирования. Как это происходит: «машина» автоматически отыскивает совпадающие слова, но конечную оценку должен производить редактор, и тут от него и его добросовестности и компетентности зависит, какое решение будет принято, не приведет ли повышение скорости обработки информации к потере качества обработки проверяемого материала и угрозе появления имиджевых рисков и складывания угрозы для репутации авторов, ведь вывод о качестве представленной на рассмотрение рукописи принимает человек. Так складывается проблема регуляторов и критериев оценки научных работ.

С чем зачастую сталкиваются авторы: если редактор недобросовестен или недостаточно профессионален и компетентен? В этом случае он при принимаемом решении автоматически основывается на машинной оценке, и тут проявляется следующий казус: к примеру, найдя совпадающие слова, машина показывает наличие, к примеру, 0,1-0,2% плагиата, а это 5-6 слов, то есть это могут быть названия упомянутых в статье работ, о которых пишут авторы, или географические наименования, или общеупотребительные научные термины. Выставлять же их как плагиат – это просто нонсенс.

Главным показателем научной активности и продуктивности работы ученых, преподавателей и исследователей в настоящий момент является их публикационная активность в научных журналах перечня ВАК, Scopus, Web of Science и РИНЦ. Без регистрации статей и монографий в РИНЦ и размещения их в E-library печатные труды авторам не засчитываются. И тут мы сталкиваемся с еще одним казусом, а именно: наличием перечня nereкомендованного цитирования, в который входят: русскоязычная и англоязычная Википедия, коллекция энциклопедий, Библиотека Либрусек, Университетская библиотека, коллекции библиотек ряда университетов, коллекция АПУ ФСИН, коллекция ПГУТИ, *научные журналы*, авторефераты и диссертации РГБ, готовые рефераты, изобретения, ФИПС, полезные модели, промышленные образцы, коллекция Руконт, Библиотека им. Ушинского, открытые научные источники, eLIBRARY.RU, Библио-Россика (и правовые документы – убрать что в скобках красным).

К рекомендованному цитированию относятся материалы, почерпнутые в научных журнальных статьях и монографиях. И вот тут-то авторы данной статьи снова столкнулись с проблемой: выдержки из авторской монографии, зарегистрированной в РИНЦ и размещенной в E-library, были отмечены «машиной» как нежелательное цитирование, а ссылка на авторскую статью 2003 г., как заимствование, то есть плагиат, так как «машина» нашла идентичный текст в реферате аспирантки, «позаимствовавшей» авторский материал

и опубликовавшей его в 2010 г. Понятно, что «машина» может дать технический сбой, но ведь для этого и существует редактор, который должен быть профессионалом в той сфере, в которой работает журнал. С другой стороны, досадно, что открытостью и прозрачностью размещения научных работ добросовестных авторов пользуются беззастенчивые плагиаторы, которым, к сожалению, в большинстве случаев удается уходить от ответственности.

Другой казус, который наносит вред авторам – это ситуация, которая возникает при определении оригинальности работы. Оригинальными считаются отнюдь не новаторские труды, уникальные и неповторимые исследования, которые не имеют аналогов в нашей стране и за рубежом и несут новое слово в науку, а те, в которых для описания процессов или явлений используются слова, не повторяющиеся в работах других авторов (даже 0,1 и 0,2%). Но ведь это же просто нонсенс!

Теория «чёрного лебедя» в период турбулентности

Завершить статью хотелось бы акцентированием внимания на теории, получившей романтическое название *«чёрный лебедь»* и рассматривающей трудно прогнозируемые и редкие события со значительными последствиями. Автором и разработчиком этой теории является Талеб Н.Н., который в своей книге «Чёрный лебедь. Под знаком непредсказуемости», изданной в 2007 г. впервые ввёл сам этот термин как «события типа «чёрный лебедь»» в научный оборот, выделив следующие критерии данной теории по характеристике анализируемых фактов, указав, что:

1. Событие является неожиданным (для эксперта);
2. Событие имеет значительные последствия;
3. После наступления событие имеет рационалистическое объяснение, как если бы событие было ожидаемым» [19].

Талеб указывал, что, практически все значимые научные открытия, исторические и политические события, достижения искусства и культуры – это непредсказуемые события типа «чёрный лебедь». Как пример он в частности приводил развитие и внедрение Интернета. Свои теоретические изыскания Талеб связывал с теорией случайности и неопределенности и ее влиянием на устойчивость развития общества, выделяя дилемму: система случайностей и бес-системные случайности как составные части теории вероятностей [20].

Однако термин «чёрный лебедь» – это не только красивая и романтическая аллегория. Она имеет знаковое и символическое значение для России. «Чёрный лебедь», причем имеется в виду отнюдь не редкая красивая птица, существовал в действительности. Так

называлась вилла Рябушинского Н.П., одного из восьми российских братьев-фабрикантов. Николай реально был «чёрным лебедем» в семье, выделяясь и отличаясь от своих деловых и серьезных братьев, посвятивших всю свою жизнь развитию семейной бумагопрядильной мануфактуры и банковского дела.

Николай же, получив после смерти отца свой пай наследства, растранил свой капитал. Он жил в свое удовольствие: много путешествовал, кутил в Ницце на Лазурном берегу, «сорил деньгами» в Монако и Монте-Карло. Он построил в Москве недалеко от Петровского путевого дворца роскошную виллу «Черный лебедь», в парке которой гуляли павлины и фазаны, цвели орхидеи, а в самом здании причудливой архитектуры находились коллекции великолепных картин, фарфора, антиквариата (кстати, еще до революции он открыл в Париже антикварный магазин) и устраивались приемы [21].

Не чужд был Николай Павлович и литературно-художественных увлечений: в 1906-1909 гг. он издавал альманах «Золотое руно», а в 1907 г. организовывал художественные выставки в своей галерее «Голубая роза», а в Париже на площади Бомарше открыл художественную галерею «Эрмитаж». Братья пытались установить опеку над его долей имущества, чтобы предотвратить его разорение, но безуспешно. К октябрю 1917 г. Николай полностью промотал своё состояние. Кстати, он одно время финансировал некоторые акции большевиков.

В Октябрьскую революцию Рябушинские потеряли своё состояние и семейное дело, в которое вложили все силы и средства и эмигрировали за границу. И вот парадокс, если его трудолюбивые и деловые братья терпели лишения и трудности на чужбине, то «черный лебедь» – Николай Рябушинский прекрасно «вписался» в новую среду и удачно устроился в Париже, имел хороший доход от сети антикварных магазинов и в 1917 г. начал заниматься российской комиссионной торговлей. Он вместе со Степаном Лианозовым организовал контрабандный канал для поставок из России художественных ценностей и черной икры из Каспия за границу. В России Николай ничего не потерял, так как ни труда, ни денег на развитие бизнеса не потратил. Вот, уж, во истину верна пословица: «Не ошибается только тот, кто ничего не делает». Получается, что гедонист Николай Рябушинский, живя в свое удовольствие, сделал рациональный выбор, в результате которого ничего не потерял.

Но вернемся к процессу цифровизации в России. Как он развивается и каковы его перспективы? На этот вопрос в качестве ответа лучше всего процитировать высказывание одного из

иностранных делегатов I-го Московского урбанистического форума, состоявшегося в декабре 2014 г.: *«Вы идете на огромной скорости на своем корабле и одновременно его достраиваете»* [22, с. 48].

1. Интеллектуальная собственность в XXI веке: «король умер?». Никитский клуб. Цикл публичных дискуссий «Россия в глобальном контексте». Выпуск 31. Москва, 2007. 56 с.
2. Предложения компании ARinteg (Ваш гарант информационной безопасности). М.: ARinteg, 2017. 82 с.
3. Энергетика России: проблемы и перспективы – М.: Наука, 2006. 499с.
4. Бутрин Д. [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3429024> (Дата последнего обращения 10.02.2020).
5. Review Международного форума «Российская энергетическая неделя» Приложение № 188 от 10.10.2017, 13 с. «Цифровизация не угроза, а условие развития» [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <https://www.Kommersan.ru/apps/117748> (Дата последнего обращения 10.02.2020).
6. Ведомственный проект «Цифровая энергетика [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (Дата последнего обращения 27.02.2020).
7. Цифровые технологии в топливно-энергетическом комплексе России [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F%D0%A6%D0%B8%D1%84%D1%80%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B5_%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8_%D0%B2_%D1%82%D0%BE%D0%BF%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%BC_%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%B5_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8 (Дата последнего обращения 27.02.2020).
8. Ильичев С.А., Кульчицкий В.В., Спиридонов В.П. и др. Цифровой геосупервайзинг бурения оптимизированного дизайна скважин. Нефтяное хозяйство. № 1-2019. С.10-13.
9. Билинчук А.В., Рустамов И.Ф., Булгаков Е.Ю. и др. Принципы построения интегрированных систем управления операционной деятельностью на примере центра управления бурением группы компаний «Газпром нефть». ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. № 54 – сентябрь 2018. С. 36-44.

10. Кульчицкий В.В., Пархоменко А.К., Ильичев С.А. и др. Адаптивная система управления бурением скважин на базе единой цифровой платформы. Патент на изобретение RU №2703576. Приоритет от 18.01.2019.
11. Газпром нефть: Цифровизация бурения скважин, 24 апреля, 2020 [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <https://rogtecmagazine.com/%d0%b3%d0%b0%d0%b7%d0%bf%d1%80%d0%be%d0%bc-%d0%bd%d0%b5%d1%84%d1%82%d1%8c-%d1%86%d0%b8%d1%84%d1%80%d0%be%d0%b2%d0%b8%d0%b7%d0%b0%d1%86%d0%b8%d1%8f-%d0%b1%d1%83%d1%80%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d1%8f-%d1%81/?lang=ru> (Дата последнего обращения 27.05.2020).
12. Опрос компании «Эрнст энд Янг» по бизнес-рискам. С. 26-30. Цит. по: Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР. М.: Academia, 2010. 362 с.
13. Россия подписала с Сингапуром соглашения на \$1 млрд. 14 ноября 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://news.ru/den-gi/rossiya-podpisala-s-singapuirom-soglasheniya-na-1-mlrd/> (Дата последнего обращения 18.03.2020).
14. Россия-АТР: горизонты энергетического сотрудничества. М.: Academia, 2013. 284 с.
15. KAZAN по-английски. Интервью Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова Российской газете. 15 сентября 2011. № 206 (5582). С. 4.
16. Bondarev D. 27 июня 2016 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://theoryandpractice.ru/posts/14042-singapore> (Дата последнего обращения 10.02.2020).
17. Азиатский вектор: Сингапур. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://asiavector.ru/countries/singapore/> (Дата последнего обращения 10.02.2020).
18. Миронов С.М. Из публичных выступлений. М.: Издательский дом «Ключ-С», 2005. 32 с.
19. Чёрный лебедь (теория) Материал из Википедии [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%91%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%B4%D1%8C_\(%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%91%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%B4%D1%8C_(%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F)) (Дата последнего обращения 27.05.2020).
20. The Black Swan: The Impact of the Highly Improbable. The New York Times, by Nassim Nicholas Taleb, April 22, 2007 (англ.).
21. Рябушинские [Электронный ресурс] / URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D1%8F%D0%B1%D1%83%D1%88%D0%B8%D0%>

BD%D1%81%D0%BA%D0%B8% D0%B5 (Дата последнего обращения 14.05.2020).

22. Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.). М.: Academia, 2016. 358 с.

References:

1. Intellectual Property in XXI Century: «King is dead?» Nikitsky Club. Cycle of the Public Discuss «Russia in Global Context». Vol. 31. Moscow, 2007. 56 p. (In Russ.)
2. Suggestions from Company ARinteg (Your Guaranty of the Information Security). Moscow: ARinteg, 2017. 82 p. (In Russ.)
3. Russian Energetic: Problems and Prospects – Moscow: Science, 2006. 499 p. (In Russ.)
4. Budrin D. [Electronic resource] – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3429024> (Accessed February 10, 2020).
5. Review of the International Forum «Russian Energy Week» Appendix № 188 from October 10, 2017, 13 p. «Zifrovization is not Threats, but Complication of the Development» [Electronic resource] / – URL: <https://www.Kommersan.ru/apps/117748> (Accessed February 10, 2020).
6. Departmental project «Digital energy» [Electronic resource] / – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (Accessed May 27, 2020).
7. Digital technologies in the fuel and energy complex of Russia [Electronic resource] / – URL: http://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%A6%D0%B8%D1%84%D1%80%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B5%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8%D0%B2_%D1%82%D0%BE%D0%BF%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%BD%D0%BE-%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%BC_%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%B5_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8 (Accessed May 27, 2020).
8. Ilyichev S.A., Kulchitsky V.V., Spiridonov V.P., etc. Digital Geoservices Drilling optimized Design of Wells. Oil Industry. № 1-2019. Pp.10-13. (In Russ.)
9. Bilinchuk A.V., Rustamov I. F., Bulgakov E. Yu., etc. Principles of Building integrated Operational Management Systems based on the Example of the Drilling Control Center of the Gazprom Neft Group of Companies. ROGTEC. Russian Oil and Gas Technologies. № 54 – September 2018. Pp. 36-44. (In Russ.)

10. Kulchitsky V.V., Parkhomenko A.K., Ilyichev S.A., etc. Adaptive Well Drilling Management System Based on a Single Digital Platform. Patent for Invention RU № 2703576. Priority from 18.01.2019. (In Russ.)
11. Gazprom Neft: Digitalization of Well Drilling, 24.04.2020 [Electronic resource] – URL: <https://rogtecmagazine.com/%d0%b3%d0%b0% d0% b7%d0% bf %d1%80%d0%be%d0%bc-%d0% bd%d0%b5%d1% 84 %d1%82%d1%8c-%d1%86%d0%b8%d1%84%d1% 80%d0% be%d0%b2% d0 %b8%d0%b7%d0%b0%d1%86%d0%b8%d1%8f-%d0%b1%d1% 83% d1%80%d0%b5%d0%b d% d0%b8%d1%8f-%d1%81/?lang=ru> (Accessed May 27, 2020).
12. Company «Ernst and Yang»’s Опрос Survey about Business Ricks. Pp. 26-30. Quotation from: Prospects of the Energy Cooperation Russia-APR. M.: Academia Publ., 2010. 362 p. (In Russ.)
13. Russia wrote with Singapore Agreement at \$1 000 000 000. November 14, 2018. [Electronic resource] – URL: <https://news.ru/den-gi/rossiya-podpisala-s-singapurom-soglasheniya-na-1-mlrd/> (Accessed March 18, 2020).
14. Russia-APR: Horizons of the Energy Cooperation. Moscow: Academia, 2013. 284 p. (In Russ.)
15. KAZAN in English. Interview of the President of the Tatarstan Republic R.N. Minnikhanov for Russian Newspaper. September 15, 2011. № 206 (5582). P. 4. (in English).
16. Bondarev D. June 27, 2016 [Electronic resource]. – URL: <https://theoryandpractice.ru/posts/14042-singapore> (Accessed February 10, 2020).
17. Asian Vector: Singapore [Electronic resource] – URL: <http://asiavector.ru/countries/singapore/> (Accessed February 10, 2020).
18. Mironov S.M. From Public Speeches. M.: Publishing Home «Key-S», 2005. 32 p. (In Russ.)
19. Black Swan (Theory) [Electronic resource] – URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%91%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%B4%D1%8C_\(%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A7%D1%91%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%B4%D1%8C_(%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B8%D1%8F)) (Accessed May 27, 2020).
20. The Black Swan: The Impact of the Highly Improbable. The New York Times, by Nassim Nicholas Taleb, April 22, 2007 (English.).
21. Ryabushinsky [Electronic resource] / URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0% D1%8 F%D0%B1%D1%83%D1%88%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5> (Accessed May 14, 2020).
22. Complex Characteristics of the Situation in the APR (based on the Results of International Expert Surveys in 2005-2014)].

**Статья «Энергетическое взаимодействие стран ЕАЭС:
трудности роста»**

Energy Cooperation of the EEU Countries: Difficulties of the Grows

в журнале «Бурение и нефть» № 10, 2020. С. 34-39, в соавторстве с Мищенко В.М., авторство не разделено.

Авторы анализируют энергетическое сотрудничество стран ЕАЭС: России, Белоруссии, Казахстана, Армении и Кыргызстана в контексте регулирования интеграционных процессов энергетики как ключевого сектора экономики, выявляются проблемы во взаимодействии государств, входящих в ЕАЭС и их интересы.

The authors analyze the energy cooperation of the EAEU countries: Russia, Belarus, Kazakhstan, Armenia and Kyrgyzstan in the context of regulating the integration processes of energy as a key sector of the economy, problems in the interaction of the EAEU member states and their interests are identified.

Ключевые слова: Евразийский экономический союз, топливно-энергетический комплекс, интеграционный процесс, экономическое сотрудничество, нефтегазовые ресурсы.

Keywords: Eurasian Economic Union, fuel energy complex, process of the integration, economical cooperation, oil and gas resources.

Прошлый 2019 год стал юбилейным для евразийской интеграции – исполнилось 25 лет самой интеграционной идее на постсоветском пространстве и 5 лет Договору о Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС), поэтому хотелось бы подвести итоги, выяснить проблемы и возможные перспективы развития отношений этих стран. Евразийский интеграционный проект зачастую сравнивают с Европейским союзом, что не совсем корректно. ЕАЭС это не столько интеграционный проект, сколько реинтеграционный. И здесь, казалось бы, должны быть заложены определенные преимущества, но на практике возникает сложный комплекс вопросов, к примеру, между двумя самыми близкими партнерами в ЕАЭС Россией и Белоруссией. Напомним, что обе страны-партнера уже более 20 лет работают над созданием Союзного государства, но даже поверхностный анализ ситуации показывает наличие ряда проблем, которые пока еще не решены. Идет сложный процесс гармонизации рынков, и, в первую очередь, топливных. Тому яркое свидетельство – визит Президента Белоруссии А.Г. Лукашенко в декабре 2019 г. в Сочи и сложные

переговоры по энергетическому сотрудничеству двух стран. На переговорах прозвучало, что власти Белоруссии не просят у России дешевую нефть и дешевый газ и даже готовы покупать российский газ по \$200 за тысячу куб. м и российскую нефть по \$63 за баррель, но при равных конкурентных условиях с другими конкурирующими предприятиями.

Это заявление произвело неоднозначное впечатление, ведь вся предыдущая парадигма отношений сводилась к тому, что белорусская сторона добивалась «преференциальной цены» на российскую нефть для своих предприятий. Да и цена на российский газ при поставках на территорию Белоруссии отличается от европейской. Тогда не совсем понятно, о каких «конкурирующих предприятиях» говорил Президент РБ А.Г. Лукашенко?

Самая острая проблема белорусских нефтеперерабатывающих предприятий – это негативное влияние на экономику переработки российской нефти налогового маневра РФ. Напомним, что этот налоговый маневр предполагает поэтапное в течение 6 лет обнуление экспортных пошлин на нефть и перенос основной налоговой нагрузки на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). При этом в России вводится обратный акциз на нефть, что позволяет российским НПЗ более плавно адаптироваться к налоговому маневру. Между тем, белорусский концерн «Белнефтехим» уже в 2019 г. насчитал почти 8 млрд рублей убытков от прямого влияния российского налогового маневра, в связи с чем белорусская сторона просит рассмотреть вопрос о компенсации потерь.

Как следствие этой дискуссии возникает вопрос об унификации налогового законодательства двух стран, что выводит этот вопрос за пределы собственно топливных рынков. Стороны установили срок в два года для приведения всех налоговых норм в надлежащее состояние, и предполагается что с 1 января 2022 г. налоговый вопрос будет снят с повестки. Как временную меру пока обсуждают компенсационные схемы при ценообразовании на российскую нефть при поставках на белорусские НПЗ для смягчения негативного влияния налогового маневра. Хотелось бы надеяться, что вопросы ценообразования на топливных рынках станут приоритетной задачей в ближайшей перспективе – это касается не только интеграционных взаимоотношений между РФ и Белоруссией, но всех партнёров по ЕАЭС.

Следует отметить, что сотрудничество в сфере энергетики стран ЕАЭС (РФ, Белоруссии, Казахстана, Армении и Киргизии) как составная часть экономического партнёрства может реализоваться в совместной работе по развитию минерально-сырьевой базы; освоению новых месторождений нефти и газа, их переработке, регулированию

отношений потребителей, производителей и транзитёров УВ, что необходимо для гармонизации национальных энергетических стратегий.

Для анализа энергетического взаимодействия стран ЕАЭС и его перспектив охарактеризуем углеводородный потенциал этих стран. Наиболее крупные доказанные запасы нефти и газа имеют Россия и Казахстан. РФ занимает в мире 1-е место – по запасам газа и 6-е место – по запасам нефти; 1-е место – по добыче нефти и 2-е место – по добыче газа. Белоруссия и Киргизия обладают небольшими запасами нефти, а в Армении их нет, зато Армения имеет небольшие запасы газа, а Белоруссия и Киргизия ими не обладают (см. таблицу 1).

Таблица 1

Доказанные запасы нефти и газа в странах ЕАЭС
(в млн т и млрд куб. м)

Страна	2011		2018		2019	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
Россия	14 495,0	47500,0	11500,0	50551,0	11500,0	50279,0
Казахстан	4 080,0	5000,0	4092,0	1885,0	4092,0	1885,0
Белоруссия	27,0	-	33,3	-	33,5	-
Киргизия	5,6	-	6,7	-	6,7	-
Армения	-	18,0	-	18,0	-	18,0

Источник: «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2017 [1, с. 5].

В ЕАЭС Россия является крупнейшим добытчиком и экспортером нефти и газа; а Армения, Белоруссия и Киргизия – импортёрами. Специалисты констатируют, что в последние годы в ЕАЭС только Россия нарастила добычу нефти – на 9,3 млн т (см. таблицу 2), в Белоруссии и Киргизии рост был незначительным – по 0,1 млн т, а в Казахстане в 2019 г. произошло снижение на 1,2 млн т по сравнению с 2018 г. В Армении добыча нефти не ведется. Добычу газа ведут только РФ и Казахстан, и добыча в обеих странах увеличивается.

Таблица 2

Добыча нефти и газа в странах ЕАЭС (в млн т и млрд куб. м)

Страна	2011	2010	2018		2019	
	нефть	газ	нефть	газ	нефть	Газ
Россия	511,8	610,0	546,5	691,1	555,8	725,4
Казахстан	79,7	21,1	91,6	42,1	90,4	46,6
Белоруссия	1,6	-	1,6	-	1,7	-
Киргизия	0,1	-	0,1	-	0,2	-
Армения	-	-	-	-	-	-

Источник: «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2019 [1, с. 9].

Следует отметить, что сотрудничество в ЕАЭС является в большей степени двусторонним, а не пятисторонним, наиболее тесно у стран налажены отношения с Россией.

Рассмотрим развитие топливно-энергетического комплекса стран ЕАЭС. К примеру, ТЭК Армении имеет стратегическое значение для ее экономики, притом, что, не имея собственных УВ-запасов и выхода к морю, страна полностью зависит от импорта энергоносителей, а почти 100% транспорта – от ввозимого моторного топлива. В связи с этим в Армении сделан упор на развитие гидро- и атомной энергетики, а два гидроэнергетических каскада – Севан-Разданский и Воротанский, объединены в единый гидротехнический комплекс. Сейчас новый каскад возводится на р. Дебет, а атомная энергетика осуществила перезапуск атомного блока типа ВВЭР-440/270 и проводит комплекс мероприятий по повышению надежности Армянской (Мецаморской) атомной электростанции¹¹. Имея избыток установленных генерирующих мощностей, Армения может обеспечить экспорт электроэнергии. В РА сложилась трехкомпонентная генерационная база, включающая атомную, гидро-, ископаемое топливо; идет замена мазута на природный газ [2]. Как отмечает эксперт Программы развития ООН по энергетике Марджанян А., доктрина энергетической безопасности Армении включает 4 основных направления:

- 1) развитие атомной энергетики;
- 2) диверсификацию доставки первичных энергоносителей;
- 3) региональную интеграцию в энергетические потоки;
- 4) использование ВИЭ – в первую очередь, гидроэнергии, развитие энергосбережения и энергоэффективности [2].

Россия является главным торговым партнером Армении. Она поставляет для ТЭК РА ядерное топливо, оборудование для АЭС, машины и около 80% энергоносителей¹². РФ занимает 1-е место по инвестициям в экономику Армении, профинансировав крупнейшие энергопроекты: строительство с участием ПАО «Газпром», в частности был запущен в эксплуатацию в декабре 2013 г. 5-й энергоблок

¹¹ 14 сентября 2013 г. был продлен срок эксплуатации 2-го блока ААЭС до 2026 г. В декабре 2014 г. Минэнерго Армении и концерн «РосАтом» заключили соглашение о продлении срока эксплуатации ААЭС на 10 лет. РФ предоставила льготный кредит в 270 млн долл. США и безвозмездную помощь в размере 30 млн долл. США.

¹² «Газпром» поставляет газ Армении транзитом через Грузию, а также занимается хранением, распределением и реализацией топлива, реконструкцией и расширением газотранспортной системы и подземных хранилищ газа в РА. На финансирование газоэнергетических проектов в РА «Газпром» уже затратил около \$550 млн.

Разданской ТЭС, а компанией «Интер РАО ЕЭС»¹³ – энерго мощностей Севано-Разданского каскада ГЭС. В собственности российских компаний находится ряд объектов ТЭК РА: Севано-Разданский каскад (7 ГЭС из 10 на р. Раздан), распределительные электросети, Разданская ТЭС [3].

Эффективно развивается сотрудничество РФ с Казахстаном. Можно выделить совместный проект «Евразия» в Прикаспийской впадине по сверхглубокому бурению и геологоразведке. Но нужно отметить, что взаимодействие России и Казахстана в энергетике в значительной степени *«китаецентрично»*. К примеру, Россия, кроме экспорта нефти по ВСТО и через ответвление на Дацин, танкерных и железнодорожных поставок нефти, газа – по «Силе Сибири» и СПГ – газовозами, поставляет в КНР электроэнергию, так как на Дальнем Востоке у РФ имеются избыточные мощности¹⁴.

Активно развивается сотрудничество Казахстана и КНР, особенно в нефтегазовой сфере. По данным Миннефтегаза РК, в производстве казахстанской нефти на Китай приходится около 24% [4, с. 15].

С нефтедобычей тесно связана нефтепереработка. Наибольшее количество нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) сосредоточено в РФ, а именно: 34 крупных и более 230 малых). Суммарная мощность первичной переработки нефти в России составила в 2019 г. 290 млн т (3 место в мире после США и Китая).

В Казахстане работает три крупных нефтеперерабатывающих завода (Атырауский, Павлодарский, Шымкентский) и более тридцати мини-НПЗ.

В Белоруссии два крупных нефтеперерабатывающих завода: Мозырский – предприятие топливного профиля с мощностью первичной переработки 12 млн т в год и глубиной переработки – 78%. Этот НПЗ осуществляет переработку российской нефти, поступающей по нефтепроводу «Унеча – Мозырь» («Дружба»), а также добываемой на территории Белоруссии.

Новополоцкий НПЗ (собственник «Нафтан») – предприятие топливно-масляного профиля с мощностью первичной переработки 12 млн тонн в год и глубиной переработки – 73%. Нефть на предприятие

¹³ Компания является собственником 100% акций ЗАО «Электросети Армении» – монополиста в области продажи электроэнергии потребителям.

¹⁴ В сотрудничестве между Россией и Китаем по электроэнергетике была запланирована реализация 6 проектов, однако из них была запущена только подстанция Амурская – госграница с Китаем, но, когда она была сооружена, КНР снизила оплату за электроэнергию на 50%, поэтому неурегулированность цены за электроэнергию мешает реализации других проектов.

поступает из РФ по нефтепроводам «Унеча–Полоцк» и «Сургут–Полоцк» («Дружба–Прибалтика») [5].

В Кыргызстане действуют пять нефтеперерабатывающих предприятий – «Джунда» (800 тыс. тонн в год), Токмокский НПЗ (450 тыс. тонн), Кантский НПЗ (300 тыс. тонн), «Кыргыз Петролиум» (300 тыс. тонн) и Джалал-Абадский НПЗ (60 тыс. тонн). При этом суммарная загрузка мощностей не превышает 10%, так как киргизские нефтеперерабатывающие мощности не функционируют в полном объёме. В частности, «Джунда» и Токмокский НПЗ, несмотря на договорённость с Россией о поставках бесполошинной сырой нефти в объеме 450 тыс. тонн, уже в течение двух лет не выбирают этот объём. Нерешенным остаётся и вопрос доставки сырья.

Следует отметить, что в Киргизии нефтепереработка развивается при активном содействии КНР. Инвестором НПЗ «Джунда» в Кара-Балте была китайская компания China Petrol Company Zhongda. Объём инвестиций составил \$250 млн. Технический запуск завода состоялся в начале сентября 2013 г., а первую продукцию НПЗ выпустил лишь в январе 2014 г., так как завод несколько раз останавливался из-за аварий и протестов местных жителей, связанных с экологической обстановкой [6]. Также благодаря китайским инвестициям был построен в г. Токмок НПЗ (ООО «ТДНЗ»), который является дочерней компанией ОАО «Синьцзянская международная деловая компания» (КНР).

Итак, сложились экономические связи Россия-Китай, Казахстан-Китай, Киргизия-Китай. Как отмечает главный научный сотрудник Центра изучения мировых проблем Агентства СИНЬХУА Шэн Шилян, у Китая и ряда стран СНГ существует ряд проектов: «Один пояс – один путь» (ОПОП), Евразийский экономический союз (ЕАЭС), «Большая Евразия» и назрела потребность материализовать формулу сопряжения ЕАЭС с ОПОП, создав «сообщество единой судьбы», т.к. проект «Один пояс – один путь» включает потенциальное взаимодействие стран ЕАЭС с КНР. Однако пока не удастся запустить механизм многостороннего экономического сотрудничества и даже трёхстороннего, например, не заработал проект «железная дорога Китай – Кыргызстан – Узбекистан». В этих условиях первым шагом, не говоря об экономическом сотрудничестве с участием всех членов, могло бы стать осуществление проекта с участием Китая, России и одной из центрально-азиатских стран. [7].

Однако с налаживанием пятисторонних отношений в рамках сотрудничества стран ЕАЭС пока возникают проблемы. Более успешно идет расширение двусторонних деловых связей и углубление в их русле торгово-экономического, инвестиционного и

технологического партнерства, причём следует отметить, что Армения и Киргизия больше ориентированы на Россию.

Как и у Армении, Россия является одним из основных торговых партнёров Кыргызстана¹⁵, который импортирует у РФ машины и оборудование, нефтепродукты, газ, продукцию нефтехимии, металлы и т.д. Кроме того, Россия оказала Киргизии помощь согласно подписанному в марте 2015 г. межправительственному Соглашению об оказании технического содействия Киргизии в рамках процесса присоединения к ЕАЭС. Кроме того, киргизские предприниматели получили ощутимую поддержку благодаря финансированию Российско-Кыргызского Фонда развития (с уставным капиталом в \$500 млн), что позволяет выдавать кредиты по льготной процентной ставке в приоритетные сектора экономики [8].

Однако ряд мегапроектов в Киргизии не был реализован: это Верхненарынский каскад гидроэлектростанций (мощностью 237 мВт) и Камбар-Атинская ГЭС-1 (1860 мВт). К успехам относится проведение «Газпромом» газификации Кыргызстана и строительство социальных объектов. Кроме того, планируется строительство железной дороги Китай-Кыргызстан-Узбекистан и прокладка линии электропередач CASA-1000. Концерн «Русэлпром» подписал меморандум о сотрудничестве на \$1,5 млрд по строительству ГЭС в Киргизии, а «Росгеология» и Госкомитет промышленности, энергетики и недропользования КР – соглашение на 1,2 млрд долларов по исследованию территории на нефть и газ [9].

Однако интеграция стран ЕАЭС идет не без проблем. Казахстан, который был соавтором «дорожной карты» по вступлению Киргизии в ЕАЭС, обязался оказать КР финансовую помощь в размере 100 млн долларов в адаптационный период согласно Межправительственному соглашению от 26 декабря 2016 г., но Бишкек отказался от этой помощи из-за конфликта между президентом Казахстана Н.А. Назарбаевым и президентом Киргизии А.Ш. Атамбаевым, в связи с наличием коридоров «серого импорта» из Китая в Киргизию, в результате чего не только Казахстан, но и весь ЕАЭС с 2016-2019 гг. потерял свыше 2,6 млрд долларов из-за недополученных таможенных пошлин и НДС. Это привело к транспортной блокаде на казахстанско-киргизской границе со стороны РК. В декабре 2017 г. встреча Н.А. Назарбаева и президента Киргизии С.Ш. Жээнбекова позволила снять напряжённость в двусторонних отношениях, но проблема не была решена до конца. В Казахстане были задержаны депутат парламента и

¹⁵ Общий долг Кыргызстана России составлял 489 млн долларов, но с 2012 г. был поэтапно списан, также РФ регулярно выделяла десятки миллионов долларов в виде грантов на поддержку бюджета КР.

трое граждан КР по обвинению в организации экономической контрабанды. Этот инцидент был урегулирован в феврале 2018 г., но конфликт продолжился в марте 2019 г. и перешёл в начале 2020 г. в активную фазу с взаимной подачей жалоб в ВТО [10].

Как мы уже отмечали выше, сложно складываются взаимоотношения России с Белоруссией, связанные с экспортом УВ. Как отмечают эксперты, причиной этого является то, что Москва пытается приблизить торговые отношения с Минском к рынку или к его льготной версии для государства-партнёра, а Беларусь стремится сохранить имеющиеся у неё преференции и заработать на российских УВ. Конфликтная ситуация сложилась уже в апреле 2002 г. после подписания межправительственного соглашения, по которому «Газпром» должен был поставлять газ в РБ по внутрироссийским оптовым ценам (30,1 доллар за тысячу куб. м), а белорусская сторона – создать совместное с РФ газотранспортное предприятие на базе «Белтранс-газа». Однако, получив дешёвый газ, белорусы затягивали переговоры по СП, срывали расчёт по старым долгам, завышали цену на «Белтрансгаз» и предложили РФ 49% акций вместо 50%. В начале 2004 г. ситуация зашла в тупик, и «Газпром» перекрыл подачу газа, а Белоруссия стала покупать газ у независимых поставщиков, затем начала несанкционированный отбор из экспортной трубы, чем вынудила «Газпром» в феврале 2004 г. на несколько часов приостановить поставки газа в Европу по белорусскому направлению. Это дисциплинировало РБ, но ненадолго.

В 2006 г. цена за газ для Белоруссии составила \$105 за тысячу куб. м, причем \$75 – деньгами, остальное – акциями «Белтрансгаза», оцененного в \$5 млрд. Но 1 января 2007 г. правительство России ввело пошлину на экспорт нефти в Белоруссию, так как Минск 9 лет не перечислял Москве оговоренную часть выручки за реэкспорт нефти. 3 января 2007 г. последовали ответные действия белорусской стороны – Минск ввел пошлину на транзит нефти из России в размере \$45 за тонну. Тогда же «Транснефть», заявила, что с 1 января Белоруссия незаконно изъяла из экспортной трубы 79 тыс. тонн нефти. Однако уже 10 января ситуация практически вернулась к статус-кво: РБ отменила экспортные пошлины на транзит, а РФ – экспортную пошлину снизила со \$180 до \$53 за тонну [11].

В 2012 г. разгорелся новый скандал, связанный с растворителями красок, лаков и смазочных материалов, под видом которых Минск поставлял в Европу нефтепродукты, произведённые из российского сырья без уплаты таможенных пошлин. С января по июль 2012 г. белорусы успели продать 3,243 млн тонн на общую сумму \$2,761 млрд. Одновременно Беларусь пыталась диверсифицировать

поставки нефти из России, заменяя их поочередно венесуэльской, казахстанской, азербайджанской или иранской нефтью и неся убытки. Завершение налогового маневра в нефтяной отрасли РФ заменило пошлины на НДС, и белорусы потеряли дешёвую российскую нефть за счёт таможенных льгот, после чего в августе 2018 г. Минск заявил, что будет требовать от Москвы компенсации выпадающих доходов. В апреле 2019 г. разгорелся новый скандал с закачкой в «Дружбу» нефти с превышением содержания хлорорганических соединений, и Минск заговорил о возмещении ущерба, который РФ до сих пор не возместила. В конце 2019 г. безрезультатно закончились переговоры между РФ и РБ о поставках нефти, и 1 января 2020 г. Россия прекратила поставки в Белоруссию, которой пришлось 14 января 2020 г. направить предложения о коммерческой закупке нефти Украине, Польше, странам Балтии, Казахстану и Азербайджану [11]. Говоря об экспорте нефти и газа, следует отметить, что РФ увеличила свой нефтяной экспорт, а Казахстан немного снизил в 2019 г.

Таблица 3

Экспорт нефти и газа из стран ЕАЭС (в млн т и млрд куб. м)

Страна	2010	2011		2019	2018	
	нефть	ТП/газ	СПГ	нефть	ТП/газ	СПГ
Россия	250,7	206,6	14,4	260,2	237,0	16,4
Казахстан	69	6,2	-	68,6	17,5	-
Белоруссия	-	-	-	1,6	-	-

Источник: ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ, 2019 [1, с. 12].

В западном направлении нефть из стран ЕАЭС доставляется трубопроводами и танкерами. Самый крупный в Европе нефтепровод «Дружба» (8,9 тыс. км) был запущен в 1964 г., а в 1974 г. завершилось строительство его 2-й очереди. Он проходит от Самары до Брянска, затем до Мозыря, где разветвляется на два направления: северное – через Белоруссию в Польшу и Германию, и южное – через Украину в Чехию, Словакию, Венгрию и Хорватию [13, с. 58].

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) протяжённостью 1511 км идет от нефтяных месторождений Западного Казахстана до морского терминала в Новороссийске. С середины 2004 г. загрузка КТК подошла к пределу его технических возможностей. После того, как в систему стала поступать нефть российских грузоотправителей, транспортировка нефти возросла до 30 млн тонн в год при проектной мощности 28,2 млн тонн. Прокачка дополнительных объёмов достигается за счёт добавления в нефть противотурбулентных присадок. Максимальный объём годовой

прокачки по КТК в тот период составлял около 33-35 млн тонн и планировалось его расширение до 48, а затем до 67 млн тонн в год. В апреле 2018 г. КТК ввёл в эксплуатацию последнюю нефтеперекачивающую станцию в рамках проекта расширения мощностей трубопроводной системы и в августе 2018 г. глава ПАО «Транснефть» Н.П. Токарев заявил о том, что мощность КТК может быть увеличено с 67 (в ноябре 2018 г.) до 72 млн тонн за счёт специальных присадок [13].

Говоря о восточном направлении экспорта нефти из стран ЕАЭС, следует отметить, что в 2006 г. был запущен нефтепровод Атасу-Алашанькоу (988 км) с первоначальной мощностью прокачки 10 млн тонн. Первая очередь была запущена в эксплуатацию в 2006 г., вторая – в 2013 г. Пропускная способность второй очереди составила 20 млн тонн в год, с перспективой увеличения до 50 млн тонн в год [14, с. 56], однако труба не была загружена.

В 2013 г. «Роснефть», «Казмунайгаз» и «Казтрансойл» подписали договор о транспортировке 7 млн тонн нефти ежегодно через Казахстан с возможностью увеличения объёмов до 10 млн тонн в год. За транзит нефти в 2014 г. «Роснефть» заплатила около \$55 млн. Договор был заключен на 5 лет с автоматической пролонгацией ещё на 5 лет. Китай заинтересован в маршруте через Казахстан, так как CNPC является владельцем 50% нефтепровода Атасу-Алашанькоу. Обменные операции позволяют Казахстану загрузить нефтепровод, а высвобождающиеся объёмы, замещённые объёмами «Роснефти», поставлять на запад. Однако возникает вопрос: «Насколько выгодно РФ платить по \$55 млн в год за транзит?» [15].

Через газопровод ТУКК идут поставки газа из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана в КНР. Первая ветка этого газопровода была запущена в декабре 2009 г., вторая – в 2010 г. Их пропускная мощность составила 40 млрд куб. м. Строительство третьей нитки газопровода мощностью 25 млрд куб. м было завершено в 2014 г. и вышло на полную мощность в декабре 2015 г. [18, с. 19].

В 2014 г. планировалось начать строительства 4-й ветки газопровода мощностью до 30 млрд куб. м с завершением в 2017 г. и прохождением газопровода также через Узбекистан, Таджикистан и Кыргызстан. Но в 2017 г. возникли проблемы в связи с ростом внутреннего спроса в Центральной Азии и стремлением поставщиков реализовать объёмы газа в более поздние периоды пикового спроса для получения выгоды от других покупателей [19]. В марте 2017 г. было принято решение не строить четвёртую нитку газопровода.

Крупнейшим импортёром природного газа в ЕАЭС является Белоруссия, а Россия импортирует газ из Туркмении, но не для

собственного потребления, а для реэкспорта, причём он снижается (в 2017 г. он снизился в 3 раза по сравнению с 2016 г. и остаётся на этом уровне).

Таблица 4

Импорт нефти и газа стран ЕАЭС (млн тонн)

Страна	2010		2018	
	нефть	газ	нефть	газ
Россия	-	38,7		8,8
Казахстан	6,0	-	0.1	-
Белоруссия	14,7	20,0	18.1	19,6
Киргизия				
Армения	-	2,0		2,3

Источник: ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ, 2017 [1, с. 16].

Говоря о Казахстане, следует отметить, что импорт сырой нефти в РК с 2010 по 2016 г. снизился в 6 раз, а в 2018 г. до 0,1 млн тонн и в 2019 г. был прекращен, зато импорт нефтепродуктов растёт, в частности бензина АИ-92 из Азербайджана, Туркмении, Беларуси и Китая. В рамках трёхстороннего соглашения об общих рынках нефти и нефтепродуктов для хозяйствующих субъектов Беларуси, Казахстана и России во взаимной торговле нет количественных ограничений и вывозных таможенных пошлин, а также иных пошлин, налогов и сборов. В целях стабилизации внутреннего рынка АО «КазМунайГаз – Переработка и маркетинг» контрактует бензин АИ-92 и АИ-95 и дизельное топливо в РФ [16].

Таким образом, мы можем констатировать, что во взаимодействии стран ЕАЭС преобладают двусторонние отношения, а восточное (внешнее) направление энергетического сотрудничества ЕАЭС с Китаем, хотя активно наращивает обороты, но иногда даёт сбои.

Затрагивая энергетические проблемы стран ЕАЭС, нужно отметить, что законодательство и достижение намеченных целей упирается в первую очередь в цену энергоносителей. Каждый участник ЕАЭС реализует свои задачи и по-своему трактует договорённости с целью получить преференции по ценам на УВ. Поэтому нужна единая методика ценообразования на энергоресурсы. Хотелось бы надеяться, что вопросы ценообразования на топливных рынках станут приоритетной задачей ЕАЭС в ближайшей перспективе – и это касается не только интеграционных взаимоотношений между Россией и Беларуссией, но всех партнёров по ЕАЭС. Странам есть к чему

стремиться: нужно уходить от ситуации, когда один партнёр желает получить преференции за счёт другого, забывая, что сотрудничество может быть только взаимовыгодным.

Библиографический список:

1. Высоцкий В.И. Запасы, добыча, импорт и экспорт нефти и газа в 2018 году (Статистические данные по регионам и странам). М.: Росгеология, «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ». 2019. 36 с.
2. Сотрудничество с РФ придаёт армянскому ТЭК глубину и прочность: интервью. 24 октября 2016. [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <https://eadaaily.com/ru/news/2016/10/24/sotrudnichestvo-s-rf-pridaet-armyanskomu-tek-glubinu-i-prochnost-intervyu> (Дата последнего обращения 01.07.2020).
3. Российско-армянские отношения 23.08. 2017 [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <https://tass.ru/info/803765> (Дата последнего обращения 01.07.2020).
4. Рубан Л.С., Ван Б. Энергетическое взаимодействие стран Шанхайской организации сотрудничества // Бурение и нефть № 6, 2018. С. 14-18.
5. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Белоруссии [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/761/ (Дата последнего обращения 07.07.2020).
6. Работа крупнейшего киргизского НПЗ полностью остановлена [Электронный ресурс] / – Режим доступа.–URL: <http://www.rupec.ru/news/39374/> (Дата последнего обращения 07.07.2020).
7. Шеен Шелян. Доклад на Международной конференции СИНЬХУА в Москве. 2017.
8. Президент Киргизии: сотрудничество с Россией имеет особую значимость. Интервью. [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <https://tass.ru/interviews/5195365> (Дата последнего обращения 01.07.2020).
9. Деньги, инвестиции и оружие – чем связаны Кыргызстан и Россия. [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <https://ru.sputnik.kg/economy/20190328/1043779262/kirgyzstan-russia-sotrudnichestvo-ehkonomika.html> (Дата последнего обращения 01.07.2020).
10. Ритм Евразии. Казахстан-Киргизия: яблоко раздора – китайские товары [Электронный ресурс] / – Режим доступа – URL: <https://www.ritm Eurasia.org/news-2020-03-02-kazahstan-kirgizija-jabloko-razdora-kitajskie-tovary-47769> (Дата последнего обращения 01.07.2020).
11. Российско-белорусский нефтяной конфликт (2020). [Электронный ресурс] / – Режим доступа – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B9%D1%81>

%D0%BA%D0%BE-%D0%B1%D0%B5%D0%BB%D0%BE%D1%80%D1%83%D1%81%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%5%D1%84%D1%82%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D0%B8%D0%BA%D1%82_ (Дата последнего обращения 12.06.2020).

12. Рубан Л.С., Ван Б. Два вектора каспийской нефти // Нефть России № 12, 2018. С. 58-61.

13. Рост ещё впереди // Нефть и Капитал № 4, апрель 2014. С. 56-60.

14. Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.) / под ред. Рубан Л.С. – М.: Academia, 2016. 359 с.

15. Казахстан ведёт переговоры об импорте бензина [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2817800> (Дата последнего обращения 13.06.2020).

16. Лукин О. Центральная Азия: усиление газовой конкуренции. Нефтегазовая вертикаль № 9 2012. С. 19.

17. Куда девать туркменский газ? [Электронный ресурс] / – Режим доступа. – URL: <http://expert.ru/2017/03/14/v-ashhabade-potoropilis-ob-yavlyat-eru-protsvetaniya/> (Дата последнего обращения 20.04.2020).

References:

1. Vysotsky V.I. Oil and Gas Reserves, Production, Imports and Exports in 2018 (Statistics by Region and Country). Moscow: Rosgeologiya, 2019. 36 p. (In Russ.).

2. Cooperation with the Russian Federation gives the Armenian Fuel and Energy Sector Depth and Strength: Interview. October 24, 2016. [The electronic version]. – URL: <https://eadaaily.com/ru/news/2016/10/24/sotrudnichestvo-s-rf-pridaet-armyanskomu-tek-glubinu-i-prochnost-intervyu> (accessed July 1, 2020).

3. Russian-Armenian Relations [The electronic version]. – URL: <https://tass.ru/info/803765> (accessed July 1, 2020).

4. Ruban L.S., Van B. The SCO Countries and Energy Cooperation // Drilling and Oil 6-2018. Pp.14-18.

5. Oil and Oil Refining Industry of Belarus [The electronic version]. – URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/761/ (accessed July 7, 2020).

6. The Work of the largest Kyrgyz Oil Refinery has been completely stopped [The electronic version]. – URL: (accessed July 1, 2020).

7. Sheen Chelan. Report at the Xinhua International conference in Moscow. 2017.

8. President of Kyrgyzstan: cooperation with Russia is of particular importance. Interview. [The electronic version]. – URL: <https://tass.ru/interviews/5195365> (accessed July 2, 2020).

9. Money, investments and weapons-what is the connection between Kyrgyzstan and Russia? [The electronic version]. – URL: <https://ru.sputnik.kg/economy/20190328/1043779262/kyrgyzstan-russia-sotrudnichestvo-ehkonomika.html> (accessed July 2, 2020).
10. The Rhythm of Eurasia. Kazakhstan-Kyrgyzstan: Apple of discord – Chinese goods [The electronic version].–URL: <https://www.ritm Eurasia.org/news-2020-03-02-kazahstan-kirgizija-jabloko-razdora-kitajskie-tovary-47769> (accessed July 7, 2020).
11. Russian-Belarusian Oil Conflict (2020). [The electronic version]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%BE-%D0%B1%D0%B5%D0%BB%D0%BE%D1%80%D1%83%D1%81%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D0%B8%D0%BA%D1%82_ (accessed July 2, 2020).
12. Ruban L.S., Van B.. Two vectors of Caspian oil // Oil of Russia № 12, 2018. Pp. 58-61.
13. Growth is still ahead // Oil and Capital, 2014, № 4. Pp. 56–60.
14. Complex characteristics of the situation in the APR (based on the results of international expert surveys in 2005-2014). Moscow: Academia, 2016. 359 p.
15. Kazakhstan is negotiating the import of gasoline. [The electronic version]. – URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2817800> (accessed June 15, 2020).
16. Lukin O. Central Asia: Strengthening of Gas Competition//[Oil and Gas Vertical], 2012, №9. Pp. 19.
17. Where to dispose of Turkmen gas? [The electronic version]. – URL: http://expert.ru/2017/03/14/v-ashhabade-potoropilis-ob_yavlyateru-protsvetaniya/ (accessed June 15, 2020).

Часть II. Главы в монографиях

2020 год

Потенциал минеральных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и его освоение. Глава 2. Параграф 2.2. в монографии «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – АТР (в экспертных оценках)». Москва: Academia, 2010. С. 144-156.

Перспективное развитие нефтегазового комплекса связывается с восточными территориями России – Восточной Сибирью и Дальним Востоком, которые занимают более половины площади нашей страны и имеют огромное экономическое и геополитическое значение.

Сибирский регион – один из ключевых регионов России. По территории Сибири проходят магистральные нефте- и газопроводы, линии электропередач, значимость которых в средне- и долгосрочной перспективе для обеспечения энергетической безопасности РФ будет нарастать, но в то же время, чтобы избежать энергодефицита в регионе, необходимо обновление основных фондов отрасли.

Дальний Восток – это форпост страны в АТР. Здесь сконцентрирована почти вся золото- и оловодобывающая промышленность России, значительная часть месторождений цветных металлов, начата морская нефтедобыча. Состояние экономики Дальневосточного федерального округа (ДФО) и дальнейшие перспективы ее развития напрямую связаны с эффективным освоением ее богатых природных ресурсов. Доля отраслей, базирующихся на минеральных ресурсах (цветная металлургия и топливная промышленность), составляет около 40%. Преобладает добыча полезных ископаемых. В пределах ДВФО сосредоточено около 81% общероссийских запасов и почти 100% добычи алмазов, 92% запасов и 100% добычи олова, 33% запасов и около 50% добычи золота, 30% запасов и более 50% добычи серебра, около 23% запасов и 87% производства вольфрамового концентрата, 50% запасов и 100% добычи сурьмы, а также 63% добычи свинца при запасах всего 9%. Кроме того, добываются цинк (10% общероссийской добычи), платина (8%), бор (100%), плавиковый шпат (80%), различные виды строительных материалов и сырья для их производства; используются также термальные воды и пароводяные смеси¹⁶.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено 27% газовых и 21% нефтяных ресурсов России. По разным оценкам,

¹⁶ Бавлов В.Н. Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы Дальневосточного федерального округа. По материалам доклада на Дальневосточном экономическом форуме, Хабаровск, сентябрь 2005 г. № 6.

начальные суммарные ресурсы углеводородов составляют 100-140 млрд т у.т. при примерно равном количестве нефти и газа, в т.ч. по дальневосточным акваториям 19 млрд т у.т. Рентабельная часть прогнозных ресурсов оценивалась ФГУП ВНИИГРИ в 5,2 млрд т извлекаемой нефти и 13,7 трлн м³ газа по Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и около 1 млрд т нефти и 5,3 трлн м³ газа по Дальнему Востоку, включая шельфы¹⁷. По оценке Роснедр в 2010 г., запасы нефти в Восточной Сибири составляют 9 млрд баррелей (1,2 млрд тонн)¹⁸.

Таким образом, ресурсы способны обеспечить как внутренние потребности Востока России в нефти и газе, так и экспорт углеводородного сырья в страны АТР.

Нормативная база энергетической политики Российской Федерации, в первую очередь, была представлена «**Энергетической стратегией России на период до 2020 г.**» и в настоящий момент – «**Энергетической стратегией России на период до 2030 г.**», в которых сформулированы основы внешней энергетической политики страны, единый подход к регулированию экспорта, импорта и транзита энергоресурсов, указывается на необходимость диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов для обеспечения энергетической и экономической безопасности РФ и обращается внимание на развитие восточного направления экспортных маршрутов.

В «**Энергетической стратегии России на период до 2020 г.**», ставилась задача достигнуть к 2020 г. добычи нефти в размере 71-106 млн т и газа в количестве 95-110 млрд м³. При этом удельный вес восточных областей РФ в общероссийской добыче УВ должен был возрасти по нефти до 16-20%, по газу – до 14-15%, а приросты запасов, обеспечивающие воспроизводство сырьевой базы нефтегазодобычи, должны были за период до 2020 г. составить по нефти и конденсату 1,7-1,9 млрд т, по газу – 3 трлн м³.

В «**Энергетической стратегии России до 2030 г.**» (инновационный сценарий) указывается, что добыча нефти в 2030 г. может возрасти до 636 млн тонн, в том числе этот показатель по Восточной Сибири и Дальнему Востоку – до 107-102 млн т. Основные геологоразведочные работы по нефти и газу сосредоточены в западной части Республики Саха (Якутия), Эвенкийском АО, на юге Иркутской области и Сахалине.

¹⁷ Ледовских А.А. Геополитические аспекты добычи нефти и газа и варианты развития ТЭКа на Востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. №1, 2005.

¹⁸ Цит. по: «Нефть России» № 1 – 2010. С. 8.

Статистическая справка¹⁹

За последние тридцать лет морская добыча нефти и газа в мире выросла более чем в десять раз, причем в зарубежных странах она составила 35% в их общей нефтедобыче. Именно на акваториях наблюдается резкое увеличение затрат на геологоразведочные работы на нефть и газ, отмечается наибольший прирост запасов и открываются крупные и гигантские месторождения.

В России только начинается практическое освоение месторождений континентального шельфа. Его площадь, самая большая в мире, составляет 6,2 млн км², или 21% всего шельфа Мирового океана. Из них интерес для поисков нефти и газа представляют 6 млн км², т.е. почти вся площадь российского шельфа, а наиболее перспективные участки занимают 4 млн км². Выявлено более 20 крупных нефтегазовых бассейнов. Согласно прогнозной оценке МПР РФ, начальные извлекаемые УВ-ресурсы на шельфе России достигали 100 млрд т условного топлива, в т.ч. 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн м³ газа. Это 20-25% от общего количества мировых УВ-ресурсов. На шельфе России выявлено более десяти крупных нефтегазоносных бассейнов, предварительно разведано семь больших нефтегазоносных районов, в т.ч. Северо-Сахалинский.

Согласно Конвенции ООН по морскому праву, Россия может юридически закрепить за собой в Северном Ледовитом океане, за пределами 200-мильной зоны, континентальный шельф площадью около 1,2 млн км² с ресурсами нефти более 4,6 млрд тонн. Около 2,0 млн км² составляют акватории сопредельных восточно-арктических и дальневосточных морей. (Для сравнения – перспективные на углеводороды площади на суше России составляют около 6 млн км²).

Таким образом, одной из важных тенденций развития мирового ТЭК является увеличение доли УВ-сырья, добываемого на шельфах.

Наиболее полно освоены ресурсы Северо-Сахалинской, Непско-Ботубинской и Лено-Виллюйской нефтегазоносных областей. В 2001 г. из восточно-сибирских месторождений получено около 2 млрд м³ газа и 0,457 млн т нефти. На Дальнем Востоке, преимущественно на Сахалине и шельфе острова, за тот же период было добыто 110 млн т нефти и 40 млрд м³ газа. Это при том, что все районы Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ являются энергодефицитными. Годовая потребность в нефти в 2004 г. составляла здесь 24-25 млн т, а

¹⁹ Павлинова Н. Россия может непоправимо отстать в сфере освоения нефтяных месторождений морского шельфа // Нефть России. №1-2005; Калачева Л. Золотое дно российских морей // Нефть России. №1-2005. С. 40.

потребление нефтепродуктов превышало 30 млн т. К 2020 г., по мнению аналитиков, эти цифры значительно увеличатся²⁰.

Нижеприведенная таблица показывает прогнозный баланс производства и внутреннего потребления первичных энергоресурсов на Дальнем Востоке.

Показатели	Предварительный подсчет	
	2010	2012
Производство первичных энергоресурсов, млн т	84,1	85,3
Внутр. потребление первичных энергоресурсов, млн т	44,2	45,6
Чистое производство электроэнергии, млрд кВт	46,4	47,8

* *Вся продукция минус собственные потребности для электростанций*

Источник: Институт экономических исследований ДВО РАН.

К промышленному освоению в Восточной Сибири подготовлены 15 газовых и 7 нефтяных месторождений с запасами нефти 396,2 млн тонн и газа 1,8 трлн м³. Разведанные и предварительно оцененные запасы шести крупных месторождений сахалинского шельфа составляют по нефти около 292 млн т, по свободному газу – 0,9 трлн м³.

Таким образом, основные перспективы роста нефтедобычи и крупная база нефтяной и газовой промышленности России формируются в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, особенно на шельфе острова Сахалин. Значительный нефтегазовый потенциал востока России способен обеспечить как внутренние потребности, так и поставки за пределы региона, в первую очередь – на внешний рынок (в страны АТР).

Крупнейшими месторождениями Восточной Сибири и Дальнего Востока являются: Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное (в Байкитской НГО); Ковыктинское (в Ангаро-Ленской НГО); нефтегазоконденсатные Верхнечонское, Талаканское, Чайядинское (в Непско-Ботуобинской НГО); Средневилюйское – газоконденсатное (в Лено-Вилюйской НГО); шельфовые Одопту-море нефтегазовое и нефтегазоконденсатные Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайво, Лунское (в Северо-Сахалинской НГО).

²⁰ Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на Востоке России // Минеральные ресурсы РФ. Экономика и управление. № 1, 2004.

По данным о минерально-сырьевых ресурсах восточно-сибирских и дальневосточных регионов, эксперты заключают, что в Восточной Сибири значительные промышленные запасы нефти и газа в уже выявленных крупнейших месторождениях составляют по нефти свыше 400 млн тонн, по газу около 2 трлн м³. Более 80% разведанных запасов нефти и свыше 65% газа содержится в месторождениях Верхнечонском, Талаканском и Чаяндинском, Ковыктинском. Исходя из величины и динамики добычи нефти и газа в Восточной Сибири, объемы прироста запасов при коэффициенте воспроизводства 1,2 (нефть) и 1,6–2,0 (газ) должны составить к 2020 г. около 500 млн т по нефти и 1,3 трлн м³ по газу. В 2015-2020 гг. приросты запасов газа должны существенно возрасти (до 800 млрд м³).

28 января 2007 г. агентство ИТАР-ТАСС сообщило об открытии в Иркутской области двух новых газоконденсатных месторождений: «Левобережного» в 150 км к северу от Саянска и «Ангаро-Ленского» к юго-западу от Усть-Кута. Государственной комиссией запасы месторождения «Левобережное» оценивались в 60 млрд м³ газа и 10 млн т конденсата, а запасы «Ангаро-Ленского» – в 1,2 трлн м³ газа и более 60 млн тонн конденсата, что сопоставимо с крупнейшим в Восточной Сибири Ковыктинским месторождением²¹. Также на территории Иркутской области было открыто новое крупное нефтяное месторождение в Катангском районе в границах Могдинского и Восточно-Сугдинского лицензионных участков.

По данным Белонина М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулиса Л.С. и Кушмар И.А., площадь перспективных на нефть и газ дальневосточных территорий, сопредельных с Охотским, Японским и Беринговым морями, составляла 370 тыс. км². Углеводородный потенциал Хабаровского и Приморского краев, западной части Чукотского АО, Еврейской АО, Амурской и Магаданской областей низкий, он не превышает 10 тыс. т/км². Открыто одно Адниканское газовое месторождение в Хабаровском крае. Ресурсы суши Северо-Сахалинской НГО сравнительно малы, их разведанность достаточно высока (57% по нефти и 30% по газу). Основные приросты запасов прогнозируются на шельфе Западной Камчатки, где ожидается открытие значительных по запасам месторождений. В настоящий момент на суше Западно-Камчатской НГО в Колпаковском районе открыты четыре небольших газоконденсатных месторождения. Предполагается, что к 2020 г. разведанность УВ-ресурсов западно-

²¹ Малоизвестная компания открыла крупнейшее газовое месторождение. ИТАР-ТАСС.31.01.2007; «Ковыкте нашли дублера» // «Коммерсантъ». 31.01.2007; Обладателем новых месторождений газа станет «Газпром» // «КЛЕРК.РУ». 31.01.2007.

камчатского шельфа приблизится к современной разведанности присахалинской акватории. Ожидаемые приросты разведанных запасов составят по нефти и конденсату 90 млн т, по газу – 320 млрд м³.

На Чукотке прирост запасов нефти и газа наиболее реален. В шельфовой части Анадырской впадины до 2020 г. ожидается открытие нескольких месторождений, разведанные запасы которых составят не менее 30 млн т нефти и 40 млрд м³ газа.

Всего на Дальнем Востоке к 2020 г. намечается прирастить 0,5 млрд тонн нефти и конденсата и 1 трлн м³ газа. Большая часть этого прироста направлена на поддержание добычи нефти и газа Сахалинского нефтегазопромышленного комплекса и подготовку МСБ нового Магаданско-Западно-Камчатского центра нефтегазодобычи (ЦНГД). В настоящее время крупный ЦНГД формируется в Сахалинском регионе, местные – на юге Сахалина, юго-западе Камчатки и в Анадырском районе²².

Более 60 лет назад было открыто первое дальневосточное месторождение на острове Сахалин. Сейчас уже известно свыше 70 месторождений на Сахалине, Камчатке и Чукотке, причём на акваториях сконцентрировано свыше 80% нефтегазовых ресурсов региона. В Северо-Сахалинской НГО открыто 67 углеводородных месторождений, в том числе семь на шельфе.

По данным за 2009 г., Сахалинская область занимает 4-е место в России по объёму разведанных запасов газового конденсата, 7-е – газа, 12-е – угля и 13-е – нефти. Суммарные геологические ресурсы углеводородов Сахалинской НГО оцениваются в 7,8 млрд т у.т., в т.ч. нефти – 3,8 млрд тонн, свободного газа – 3,3 трлн м³, конденсата – 0,25 млрд тонн. При этом большая их часть приходится на шельф, где расположено 76% (2,9 млрд т) нефти, 90% (2,97 трлн м³) свободного газа и 96% (0,24 млрд т) конденсата²³.

На сегодняшний день шельф Сахалина признан богатейшей территорией России по запасам нефти и газа. Для разработки этих месторождений было создано несколько проектов под общим названием «Сахалин», а сахалинский шельф был разбит на 9 блоков, объединяющих несколько месторождений нефти и газа и имеющих свой порядковый номер от «Сахалина-1» до «Сахалина-9».

В 1977 г. первой же скважиной на шельфе Сахалина было открыто крупное месторождение Одопту-море, а в 1982 г. – Чайво. В 1984 г. «Сахалинморнефтегазом» было открыто Лунское, в 1985 г. –

²² Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на Востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 1, 2004.

²³ Терещенко В. Сахалин подсел на нефтяную иглу // Нефть России №6 – 2010. С. 48.

Венинское, в 1986 г. – Пильтун-Астохское и Изыльметьевское, в 1989 г. – Аркутун-Дагинское, в 1992 г. – Киринское. Из открытых месторождений – 50% – крупные, 25% – средние и 25% – мелкие²⁴. К крупным относятся шельфовые месторождения²⁵ Одопту-море, Пильтун-Астохское, Чайво, Аркутун-Дагинское, Лунское и Киринское.

Крупными нефтегазоносными провинциями являются Притихоокеанская и Охотская НГП²⁶. Северо-Сахалинская НГО является одним из богатейших нефтегазоносных бассейнов Притихоокеанской окраины Евразии, УВ-ресурсы которого оцениваются в 7,8 млрд т н.э. Недра шельфа содержат основные запасы нефти, свободного газа и конденсата. Разведанность ресурсов Северо-Сахалинской НГО составляет по нефти 28%, по свободному газу 21%, по конденсату 26%.

К 2000 г. на суше Северного Сахалина разрабатывались 33 месторождения. Здесь же прогнозируется открытие не менее 20 новых существенно нефтяных месторождений, в том числе пяти с запасами более 3 млн т. По мнению специалистов, на шельфе может быть открыто еще около шести нефтяных скоплений со средними запасами 60 млн т и около десяти газовых месторождений с запасами свыше 50 млрд куб. м²⁷.

Первым достиг окупаемости проект «Сахалин-1», участниками которого являются Exxon Neftegas Limited (30%, оператор проекта), «Роснефть» (20%), индийская государственная нефтяная компания ONGC (ОНГК Видеш Лтд.) (20%) и японская Sodeco (30%). Первая промышленная нефть сахалинского шельфа была получена в 1999 г. в результате бурения с берега уникальной наклонно-направленной скважины глубиной 5589 м с отходом от вертикали на 4781 м с углом наклона в 88 градусов. Общие извлекаемые запасы всех месторождений оцениваются примерно в 307 млн т нефти и 485 млрд м³ газа.

В проект входят шельфовые месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Коммерческая добыча на Чайво ведется с 2005 г. Производство нефти на Чайво вышло на проектную мощность и составило 11,2 млн т в 2007 г., а добыча газа в 2008 г. достигла около 8,3 млрд м³ (в 2007 г. – 6,8 млрд), действующий фонд месторождения

²⁴ Цит. По Павлинова Н. Россия может непоправимо отстать в сфере освоения нефтяных месторождений морского шельфа // Нефть России. № 1-2005.

²⁵ По характеристике преобладают лёгкие (65%), маловязкие (82%), малосернистые (99 %) и малопарафинистые (70%) нефти. Свободные газы в основном метановые.

²⁶ Основной УВ-потенциал провинции (64% НСР УВ) сосредоточен в Северо-Сахалинской, Западно-Камчатской НГО и Северо-Охотской ПНГО.

²⁷ Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на Востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 1, 2005.

составляют 30 скважин²⁸. 29 января 2010 г. ООО «РН-Сахалин-морнефтегаз» добыло на месторождении Одопту-море пяти-миллионную тонну нефти. Активно работает на Сахалине компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (СЭИК).

Краткая справка о компании СЭИК и ее деятельности²⁹

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (СЭИК) была учреждена в 1994 г. с целью разработки Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на шельфе о. Сахалин в Охотском море и является оператором проекта «Сахалин-2» по освоению месторождения на условиях СРП. До апреля 2007 г. доли распределялись следующим образом: **главным акционером** компании – концерн *Shell Sakhalin Holdings B.V.* была компания-учредитель – *Royal Dutch/Shell* с долей в проекте – 55%, *Mitsui Sakhalin Holdings B.V.* (учредитель – *Mitsui*) – 25% и *Diamond Gas Sakhalin B.V.* (учредитель – *Mitsubishi Corporation*) – 20%.

С апреля 2007 г. у *Shell* осталось 27,5% минус одна акция, у *Mitsui* – 12,5%, у *Mitsubishi* – 10%, а «Газпром» стал владельцем 50% плюс одна акция и **главным акционером**.

«Сахалин-2» – это первое подписанное и действующее СРП в России, где в 1999 г. началась добыча шельфовой нефти. «Сахалин-2» является первым проектом освоения шельфа о. Сахалин и включает разработку двух месторождений: Пильтун-Астохского³⁰ и Лунского³¹, суммарные промышленные УВ-запасы которых составляют более 1 млрд баррелей (150 млн тонн) нефти и более 500 млрд м³ (18 трлн куб. футов) природного газа, а общие геологические запасы – 600 млн тонн нефти и конденсата и 700 млрд куб. м газа.

Первый этап проекта начался в 1996 г. и включает разработку нефтяного Пильтун-Астохского месторождения, где с июля 1999 г. ведется успешная добыча нефти с производственно-добывающего комплекса «Витязь»³² на Астохском участке. В 2004 г. было экспортировано 11,69 млн баррелей нефти. В мае 2003 г. консорциум объявил о начале второго этапа проекта. К сентябрю 2008 г. *Sakhalin Energy* добыла уже 100 млн баррелей (13,7 млн тонн) нефти.

²⁸ Терещенко В. В зоне повышенного внимания // «Нефть России» № 5 – 2009. С. 55.

²⁹ Использованы материалы сайта СЭИК.

³⁰ Главным образом нефтяного месторождения с попутным газом.

³¹ Преимущественно газового месторождения с попутным газоконденсатом и нефтяной оторочкой.

³² Добыча в рамках первого этапа ограничивалась безледовым периодом – примерно 180 дней.

Второй этап по обеспечению круглогодичной добычи нефти и газа, включал комплексное освоение месторождений и предусматривал установку морской платформы на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения и монтаж отдельной крупной платформы на Лунском газовом месторождении. Уже 23 декабря 2008 г. первую продукцию дала вторая нефтяная платформа «Пильтун-Астохская Б», а в январе 2009 г. началась добыча газа с платформы «Лунская-А».

Сначала нефть и газ транспортируются с платформ морскими трубопроводами, а затем 800-километровым береговым в Пригородное, на юг Сахалина к первому в России заводу СПГ и терминалам отгрузки нефти и СПГ. Отправка первой партии сжиженного природного газа была запланирована на лето 2008 г., однако это произошло в феврале 2009 г.

Проект «Сахалин-2» является крупнейшим в мире комплексным нефтегазовым проектом, его лицензионные запасы составляют порядка 4 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Производственный потенциал проекта «Сахалин-2» сегодня – 80 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки. Благодаря второму этапу освоения, с учётом производства 9,6 млн т СПГ в год, производственные возможности проекта могут возрасти до 340 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки. Уже в 2005 г. Sakhalin Energy было добыто 12 млн баррелей нефти при том, что сезон добычи нефти на Сахалине составлял не более полугода, и только с 2009 г. в связи с переходом на круглогодичную работу добыча у оператора проекта на «Сахалине-2» выросла на 2,4 млн т.

В проект «Сахалин-2» вошло строительство двух новых морских платформ, завода по переработке газового конденсата (строительство было начато в 2003 г.), двух линий 800-километрового трубопровода и терминала по отгрузке нефти, первого в России завода мощностью 9,6 млн т в год по выработке СПГ на берегу залива Анива в районе п. Пригородное, первую линию которого мощностью 4,8 млн т СПГ в год консорциум планировал запустить в 2007 г., а вторую с аналогичной мощностью – в 2008 г.³³ Однако завод был запущен только в феврале 2009 г.

Затраты на проект корректировались. Так, в июле 2005 г. «Шелл» объявила, что расходы по второму этапу проекта составят порядка 20 млрд долларов и обратилась в правительство РФ с

³³ «Газпром» взял контроль над «Сахалином-2» ЕПА.

просьбой увеличить смету проекта с 11,5 до 22 млрд долл.³⁴, а в сентябре 2005 г. акционеры «Сахалина-2» обратились в правительство РФ с просьбой увеличить смету расходов по проекту с 11,5 млрд долл. до 19,2 млрд долл.³⁵

Длительное время безуспешно велись переговоры о приобретении пакета акций компании Sakhalin Energy, оператора проекта, «Газпромом». Согласно подписанному в июле 2005 г. меморандуму об обмене активами между «Газпромом» и Royal Dutch/Shell, «Газпром» должен был получить 25% долю плюс 1 акция в проекте «Сахалин-2», а Shell – 50% долю в проекте «Заполярье – Неокомские залежи». Планировалось, что компании определят разницу в их стоимости и компенсируют ее денежными средствами и другими активами, что будет согласовано дополнительно. Однако эта схема вхождения в проект «Газпрома» не сработала и на переговоры с акционерами проекта ушло два года.

Ситуация осложнялась экологическими проблемами. В 2003 г. около полусотни природоохранных организаций выдвинули совместные требования к сахалинским нефтегазовым проектам и попытались вступить в диалог с «Сахалинэнерго» как оператором самого крупного проекта. Вопросы возникли по обеспеченности проекта необходимой информацией по сейсмической опасности, по экологической безопасности наземного нефтепровода, пересекающего более тысячи водотоков, рек и ручьев, по которым лососевые идут на нерест, по сбросу грунта в залив Авача на юге Сахалина при строительстве завода СПГ вблизи г. Корсаков, причала и отгрузочного терминала для танкеров³⁶. Тревогу за судьбу западно-тихоокеанских серых китов вызывало сооружение подводного нефтепровода в районе их летнего обитания и откорма, который совпадает с Пильтун-Астохским участком шельфа.

Комиссия Росприроднадзора выявила ряд серьезных нарушений на «Сахалине-2», часть из которых, по заявлению главы МПР России Юрия Трутнева, подпадала под пять статей Уголовного кодекса РФ. Консорциум Sakhalin Energy, в свою очередь, заявил, что готов полностью возместить экологический ущерб, если его оценка будет объективной.

³⁴ Источник: «Тренд». 21.12.2006

³⁵ Дмитренко А. Страсти по Сахалину. 22.12.2006.

³⁶ В результате строительства завода СПГ были приведены в негодность дороги, жители потеряли 2400 м пляжа в зоне отдыха, произошло загрязнение воздуха, а после сброса грунта в залив уловы горбуши рыбодобывающей компании «Калипсо» снизились с 1000 до менее 500 тонн. Цит. по: Спиридонов В. «Ну что тебе сказать про Сахалин...» // Мировая энергетика № 10 (34) 2006. С. 32-33.

По результатам первого этапа проверки Росприроднадзором оператора проекта «Сахалин-2» компании «Сахалинэнерджи» было приостановлено строительство двух наземных трубопроводов в районе Макаровского хребта в рамках проекта «Сахалин-2» и компании было отказано в расширении проекта «Сахалин-1»³⁷.

По представлению Генеральной прокуратуры 18 сентября 2006 г. Министерство природных ресурсов РФ приняло решение отменить свой приказ № 800 от 2003 г. «Об утверждении заключения экспертной комиссии Государственной экологической экспертизы материалов «ТЭЭ комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков (2-й этап проекта «Сахалин-2»)» и отозвало выданное в 2003 г. положительное заключение Государственной экологической экспертизы второй фазы шельфового нефтегазового проекта «Сахалин-2»³⁸.

Администрация Сахалинской области приняла решение об этнологической экспертизе нефтегазовых проектов с точки зрения их воздействия на устойчивое развитие коренных малочисленных народов³⁹. Кроме этого, за осень 2006 г. свои проверки «Сахалина-2» провели, кроме Росприроднадзора, Рослесхоз, Счётная палата и Федеральная миграционная служба. С 5 декабря 2006 г. Росводресурсы приостановили действие 12 лицензий на водопользование в рамках проекта «Сахалин-2».

В 2006 г. проект «Сахалин-2» оказался на грани срыва из-за того, что природоохранные органы России нашли в работе Sakhalin Energy грубые нарушения экологических норм и приостановили часть лицензий. Заместитель руководителя Росприроднадзора О. Митволь оценил ущерб, нанесенный природе, в \$10 млрд и предупредил, что к марту 2007 г. надеется привлечь компанию к суду.

Всё это грозило акционерам компании потерей лицензии на разработку месторождений и срывом графиков развития инфраструктуры проекта, из-за чего пришлось бы выплачивать многомиллиардные неустойки компаниям, с которыми уже были заключены контракты на поставку газа. Это было серьёзной угрозой, так как значительная часть будущих объемов производства и добычи зафрахтована потенциальными предприятиями. Так, в феврале 2005 г., Sakhalin Energy договорилась о поставках СПГ в Южную Корею на

³⁷ Орлов Д. Цена вопроса – экономическое развитие страны // *Мировая энергетика* № 10 (34) 2006. С. 9.

³⁸ Спиридонов В. «Ну что тебе сказать про Сахалин...» // *Мировая энергетика* № 10 (34) 2006. С. 32-33.

³⁹ Орлов Д. Цена вопроса – экономическое развитие страны // *Мировая энергетика* № 10 (34) 2006. С. 9.

сумму 6,5 млрд долларов. Соглашение с госкомпанией Kogas предусматривает экспорт газа в объёме от 1,5 млн т до 2 млн т в год в течение 20 лет и благодаря этой сделке компании удалось довести перспективную загрузку своих проектных мощностей по производству СПГ до 6,5–7 млн т в год.

Вторым шагом в экспортном направлении стало соглашение с четырьмя японскими компаниями (Tokio Gas, Tokio Electric, Toho Gas и Kyushu Electric) о поставках 3,4 млн т в год на протяжении более чем 20-летнего периода. Позднее Sakhalin Energy заключила договор купли-продажи с японской компанией Hiroshima Gas на поставку 210 тыс. т СПГ в год в течение 20 лет. Как заявил исполнительный директор Sakhalin Energy И. Крейг, «этот договор вновь подтверждает способность России и, в частности, Сахалина стать в будущем одним из важных поставщиков энергоносителей в Японию на условиях долгосрочных контрактов». Плюс к тому, уже был подписан контракт на поставку 1,6 млн т СПГ на терминал в Мексику⁴⁰.

Решение наболевшей проблемы было достигнуто 21 декабря 2006 г., когда акционеры проекта «Сахалин-2» Royal Dutch/Shell, Mitsui, Mitsubishi и «Газпром» подписали протокол о вхождении российской компании в Sakhalin Energy, являющуюся оператором проекта «Сахалин-2». Согласно протоколу, каждый совладелец Sakhalin Energy уступал «Газпрому» по половине своего пакета. Таким образом, у Shell осталось 27,5% минус одна акция, у Mitsui – 12,5%, у Mitsubishi – 10%, а «Газпром» стал владельцем 50% плюс одна акция. Sakhalin Energy осталась оператором проекта, а главной её задачей – реализация проекта в соответствии с графиком работ для обеспечения своевременных поставок СПГ потребителям Японии, Южной Кореи и западного побережья Северной Америки.

Российский Президент В.В. Путин выразил удовлетворением решением о вхождении «Газпрома» в проект «Сахалин-2»: «Россия удовлетворена серьёзным обстоятельным и деловым подходом наших партнеров».

Характеризуя подписанное соглашение, тогдашний губернатор Сахалинской области И. Малахов заявил: «Это означает, что теперь в самых крупных нефтегазовых проектах России «Сахалин-1» и «Сахалин-2» есть доля российского участия, что, безусловно, выгодно. Я рад, что долгие переговоры между крупнейшими компаниями закончились положительно. Теперь мы можем садиться за стол переговоров с руководством «Газпрома» и решать вопросы по

⁴⁰ «Газпром» взял контроль над «Сахалином-2». ЕПА.

социальным инвестициям. Я считаю, что мы договоримся»⁴¹. В сентябре 2006 г. Сахалинская область подписала с «Газпромом» соглашение о сотрудничестве по основным направлениям: разведка и разработка УВ-месторождений; строительство газопроводов, объектов переработки газа и газификации; создание мощностей для производства компримированного и сжиженного природного газа; строительство энергогенерирующих объектов; разработка и внедрение газосберегающих технологий; развитие инфраструктуры региона.

Таким образом, в соответствии с подписанным в 2005 г. «Газпромом» и Ройял/Датч Шелл Меморандумом о взаимопонимании по обмену активами и Протоколом от 21.12.2006 г. между ОАО «Газпром» и акционерами компании «Сахалинская Энергия», «Газпром» в апреле 2007 г. вошёл с контрольным пакетом акций в проект «Сахалин-2». В 2007 г. в г. Южно-Сахалинске было открыто Представительство ОАО «Газпром» в Сахалинской области (решение СД ОАО «Газпром» от 16.04.2007 г.).

Под контролем «Газпрома» стороны продолжили и успешно выполнили работу по реализации проекта в рамках ранее утвержденного плана, включающего строительство двух морских платформ и завода по переработке газового конденсата, который был запущен в феврале 2009 г. (выход на полную мощность в 9,6 млн т в год запланирован на 2010 г.), а также двух линий 800 км трубопровода и терминала по отгрузке нефти. В строительных работах приняли участие около 10 тысяч специалистов из более чем 40 стран. На заводе была внедрена специально разработанная технология сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента, повышающая эффективность производства за счёт использования преимуществ холодного сахалинского климата.

Итак, говоря о сахалинских проектах, следует отметить, что суммарные извлекаемые запасы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» достигают 450 млн т нефти и 1 трлн м³ газа, а общий объём ресурсов проекта «Сахалин-3» оценивается в 700 млн т нефти и 1,3 трлн м³ газа.

Проект «Сахалин-3» включает четыре блока: Киринский, Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский. Перспективные ресурсы проекта оцениваются в 163 млн т нефти и 312,6 млрд м³ газа. Лицензию на геологическое изучение этого блока в 2003 г. получила «Роснефть» и работает на нём через СП с китайской Sinopec – «Венинефть». В 2006 г. на Южно-Айяшской структуре была пробурена первая скважина, а летом 2008 г. началось бурение второй скважины

⁴¹ ИА REGNUM. 07:46 22.12.2006 www.regnum.ru/news/759271.html

на Северо-Венинской структуре. Весной 2008 г. Киринский блок на бесконкурсной основе был передан «Газпрому».

Территории проектов «Сахалин-4» и «Сахалин-5» примыкают к северному и северо-восточному побережью острова. Границы их были определены в начале 90-х годов, однако в 2001 г. МПР разделило территории проектов на сравнительно небольшие блоки, так в рамках «Сахалина-4» появились Астрахановский и Западно-Шмидтовский, а в рамках «Сахалина-5» – Восточно-Шмидтовский, Лопуховский, Кайганский и Васюканский.

На Кайганско-Васюканском блоке на структуре Пела Лейч была пробурена первая скважина в 2004 г., а в 2005-06 гг. – ещё 3 скважины на структурах Удачная, Савицкая и Южно-Васюканская, из которых только Савицкая оказалась сухой. Было зафиксировано открытие Кайганско-Васюканского месторождения и утверждены запасы ЦКР: 56 млн т нефти и 31 млрд м³ газа.

В 2003 г. «Роснефть» получила лицензии на «Восточно-Шмидтовский» (перспективные ресурсы – 516 млн т нефти и 408 млрд м³ газа) и «Западно-Шмидтовский» блок (перспективные ресурсы – 235 млн т нефти и 360 млрд м³ газа). В 2008 г. новых скважин на этих блоках компании не бурили. На Лопуховский блок лицензия до 2010 г. принадлежит «Газпром нефти».

По мнению В. Руданца, генерального директора «Элвари Нефтегаз», оператора «Сахалина-5», «Сахалин-5» – достаточно масштабный проект на будущее, который требует больших усилий и вложений сегодня. Возможно «Сахалин-5» станет плацдармом дальнейшей экспансии на север – на шельфы Магадана, Камчатки и северных морей, которые ещё не изучены. Кроме того, проект открывает экспортные возможности проникновения России на рынки Юго-Восточной Азии⁴².

Проект «Сахалин-7» охватывает юг восточный шельф Сахалина, включая заливы Анива и Терпения. Проекты «Сахалин-8 и 9» находятся в Татарском проливе, где выявлено свыше 30 перспективных структур, среди которых 5 крупных с извлекаемыми запасами от 30 до 300 млн т н.э. Большинство потенциально нефтегазоносных площадей в Сахалинской области совсем не изучены, что является главным препятствием для их освоения. Это касается проектов «Сахалин-6» и «Сахалин-7» на восточном шельфе острова и

⁴² Руданец В. Сахалин-5 ещё предстоит сделать уникальным // Нефтегазовая вертикаль № 15 – 2006. С. 75.

«Сахалин-8» и «Сахалин-9» – у юго-западных берегов. Прогнозные ресурсы данных акваторий оцениваются в 2 млрд т н.э.⁴³

Каковы выгоды от реализации сахалинских проектов?

Уже на конец 2006 г. Россия получила от реализации проектов «Сахалин – 1 и 2» около 700 млн долларов в виде бонусов, платы за пользование недрами и налогов. Доля российского персонала в проекте «Сахалин-1» составляла на 2008 г. 64%, а в проекте «Сахалин-2» – 56%⁴⁴. С 2002 по 2008 гг. доходы областного бюджета выросли более чем в 10 раз. В 2009 г. налоги и другие отчисления предприятий нефтегазовой промышленности составили около 30% от средств доходной части бюджета Сахалинской области, причем каждое рабочее место в нефтегазовой промышленности способствовало созданию порядка 70 рабочих мест в таких отраслях, как строительство, транспорт, торговля, общественное питание, связь, образование. Губернатор Сахалинской области А. Хорошавин настаивает, чтобы при предоставлении компаниям лицензий на освоение стратегических месторождений на шельфе Сахалина в качестве обязательного условия включалось строительство на острове крупных перерабатывающих и конкурентоспособных производств, таких как НПЗ, газохимический комплекс, компенсационные рыбозаводные заводы, а также инфраструктурные объекты: морской порт, дороги, мосты, экологические пункты и стационары по предупреждению чрезвычайных ситуаций⁴⁵.

В 2009 г. нефтяные компании здесь добыли 15,4 млн т нефти, что на 2,4 млн т (18,8%) больше, чем в 2008 г., причем 13,6 млн т получили только за счёт шельфовых проектов. Добыча газа на Сахалине увеличилась более чем два раза по сравнению с 2008 г. и достигла более 19 млрд м³.

С пуском в 2009 г. на Сахалине завода по сжижению газа Россия, по словам председателя правления «Газпрома» А.Б. Миллера, стала 11-м по величине экспортером СПГ, а с запуском на полную мощность «Сахалина-2» Пригородное сможет принимать и загружать в год в среднем до 160 газозовов и 100 нефтеналивных танкеров. Уже в 2010 г. Сахалинская область будет обеспечивать до 5% мировых поставок СПГ, что не только увеличит производство энергоносителей в России, но в значительной мере диверсифицирует её энергетический бизнес⁴⁶.

⁴³ Терещенко В. Сахалин подсел на нефтяную иглу // Нефть России № 6 – 2010. С. 51.

⁴⁴ Рыжова А. Нефть и газ Сахалина: проекты на шельфе // Энергетика и промышленность России. Март 2008 № 5 (97). С. 45.

⁴⁵ Терещенко В. В зоне повышенного внимания // «Нефть России» № 5 – 2009. С. 55.

⁴⁶ Там же. С.53.

Нормативно-правовое регулирование разработки морских нефтегазовых месторождений. Глава VI. в монографии «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию». – Москва – Астана: МПСНГ, «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции», Минобразования и науки АО, Ассамблея народа Казахстана, Евразийский нац. университет, 2011. 288 с.:

После образования СНГ понадобилось создавать нормативно-правовую базу, регулирующую его деятельность по всем направлениям. Касательно экономической сферы и особенно регулирования разработки нефтегазовых месторождений большое значение придается охране окружающей среды и решению экологических проблем в СНГ. Так, уже на первом этапе существования Содружества были подготовлены и подписаны Соглашение о взаимодействии в области экологии и охраны окружающей природной среды от 8 февраля 1992 г. и Концепция формирования информационного пространства Содружества Независимых Государств от 18 октября 1996 г.

Затем 11 сентября 1998 г. было подписано Соглашение об информационном сотрудничестве в области экологии и охраны окружающей природной среды, в котором правительства государств-участников Соглашения, признавая право каждого человека на благоприятную для жизни среду и экологическую безопасность, на получение объективной информации о состоянии окружающей природной среды, исходя из необходимости использования достоверной и оперативной экологической информации природоохранными ведомствами и органами управления, общественными и иными организациями, в целях оценки воздействия природных и техногенных факторов на окружающую природную среду, природные ресурсы и здоровье человека, принятия соответствующих решений и превентивных мер, придавая особое значение прогнозу состояния окружающей природной среды, роли экологического образования и воспитания населения, руководствуясь положениями Соглашения о взаимодействии в области экологии и охраны окружающей природной среды от 8 февраля 1992 г. и Концепции формирования информационного пространства СНГ от 18 октября 1996 г., формируют (Ст. 2) межгосударственную эколого-информационную систему (МЭИС) на базе существующих средств коммуникаций и действующих структур, обладающих экологической информацией и возлагают на Межгосударственный экологический совет координирующую роль в формировании МЭИС.

Основными задачами, решаемыми Сторонами с использованием МЭИС, как указано в ст. 3, являются:

- оперативное распространение и обмен экологической информацией;
- оповещение и предоставление информации о чрезвычайных экологических ситуациях, авариях, катастрофах, перемещениях опасных отходов;
- обмен информацией о видах животных и растений, занесённых в Красные книги государств-участников Содружества;
- подготовка и распространение ежегодных докладов о состоянии окружающей природной среды и природоохранной деятельности на территориях государств-участников Содружества;
- информирование о научно-исследовательских и опытно-конструкторских работах, научно-технических и инновационных программах, передовых экологически чистых и безопасных технологиях;
- создание и ведение электронной библиотеки в области природоохранной деятельности;
- информационная поддержка мероприятий по гармонизации природоохранных законодательных актов государств-участников Содружества;
- содействие привлечению инвестиций для реализации экологических проектов.

Эти положения нашли дальнейшее развитие в Соглашении о сотрудничестве в области экологического мониторинга от 13 января 1999 года, в котором государства-участники Соглашения в лице правительств, сознавая важность экологического мониторинга в решении задач экологической безопасности и обеспечения устойчивого развития, признавая особое значение межгосударственного экологического мониторинга для согласования деятельности национальных, региональных и глобальных систем наблюдений, оценки и прогноза состояния окружающей природной среды, исходя из взаимосвязанности целей общего информационного пространства указывали, что наличие полной и достоверной информации о состоянии окружающей среды является необходимым условием для принятия решений об управлении природоохранной деятельностью и сохранении природных комплексов.

В соглашении даны толкования понятий «экологическая безопасность» – состояние защищенности личности, общества и защита окружающей природной среды государств от угрозы возникновения и последствий чрезвычайных ситуаций природного и антропогенного

характера и «экологический мониторинг» – система наблюдений, оценки и прогноза состояния окружающей природной среды, источников антропогенных воздействий и своевременного выявления тенденций изменения экосистем для обеспечения принятия решений в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов. В ст. 2 прописано, что сотрудничество в области экологического мониторинга осуществляется в следующих направлениях:

- создание межгосударственной системы наблюдения за состоянием окружающей природной среды на основе использования средств аэрокосмического и наземного наблюдения, а также имеющейся коммуникационной инфраструктуры;
 - содействие формированию национальных и региональных систем экологического мониторинга;
 - гармонизация правового, нормативно-методического, технологического и программно-аппаратного обеспечения;
 - своевременное выявление неблагоприятных экологических ситуаций;
 - анализ, систематизация и предоставление национальным органам управления и межгосударственным организациям информации о состоянии окружающей среды на территориях Сторон;
 - содействие разработке и реализации стратегии экологической безопасности и устойчивого развития Сторон;
 - разработка и реализация совместных научно-технических программ в области экологического мониторинга, включая мониторинг земель и программирование урожайности сельскохозяйственных культур;
 - обмен научно-технической информацией в области экологии и охраны окружающей природной среды;
- привлечение бюджетных и внебюджетных средств, а также средств международных организаций и фондов для подготовки и реализации межгосударственных программ экологического мониторинга.

На 15-м пленарном заседании Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ был принят Модельный Закон об экологическом страховании (об организации страхового дела в сфере защиты населения, территорий и хозяйственных объектов от воздействия загрязненной окружающей среды) (Постановление № 15-6 от 13 июня 2000 года), устанавливающий единые условия и порядок страхования гражданской ответственности за причинение убытков, вызванных аварийным загрязнением окружающей природной среды; регулирующий отношения в сфере гражданско-правовой

ответственности за аварийное загрязнение окружающей природной среды и за последующее причинение вреда физическим и юридическим лицам вследствие воздействия загрязненной окружающей природной среды. Закон призван обеспечивать страховую защиту жизни, здоровья и социально значимых интересов граждан, юридических лиц в виде возмещения причиненных убытков. Причем в этом документе указано, что законодательство субъектов права не действует в части, устанавливающей более низкие, чем настоящий Закон, требования по экологическому страхованию.

Главная задача этого закона – формирование нормативно-правовой базы реализации экологического страхования, обеспечивающего гарантию возмещения убытков, а также экономического стимулирования предотвращения аварийного загрязнения окружающей природной среды и деятельности по нейтрализации угроз безопасности личности, общества и государства со стороны загрязненной окружающей природной среды.

В Законе указаны как источники повышенной опасности для окружающей природной среды – предприятия, организации, учреждения, осуществляющие виды деятельности, имеющей высокий уровень потенциальной техногенной и экологической опасности. Перечень видов этой деятельности был разработан в форме «Списка технологий и производств, функционирование которых приводит к загрязнению окружающей природной среды и ответственность которых за это должна быть застрахована», и приведен в качестве приложения к настоящему Закону.

Законом (глава 3) устанавливается страховая сумма по договоренности между страхователем и страховщиком с учётом результатов экологического аудита, позволяющего включить страхователя в одну из категорий экологической опасности и определить размер убытков, вызванных аварийным загрязнением окружающей природной среды. Размер убытков, вызванных аварийным загрязнением окружающей природной среды, определяется специально уполномоченным в сфере охраны окружающей природной среды государственным органом с привлечением независимых экспертов на основе утвержденных правительством нормативно-методических документов по оценке убытков гражданам и юридическим лицам от аварийного загрязнения окружающей природной среды.

В статье 20 п. 1 прописано, что для возмещения третьим лицам убытков, вызванных аварийным загрязнением окружающей природной среды, произошедшим в неустановленной или незастрахованной организации-природопользователе, создается в соответствии с

действующим законодательством гарантийный (государственный) фонд экологического страхования. Его учредителями являются специально уполномоченные в сфере охраны окружающей природной среды государственные органы, страховщики, предприятия, организации, учреждения. Денежные средства гарантийного (государственного) фонда экологического страхования, указывается в ст. 21, образуются за счёт ежеквартальных отчислений в размере 5% от объема страховых взносов по договорам экологического страхования, средств специально уполномоченных в сфере охраны окружающей природной среды государственных органов, предприятий, организаций, учреждений, а также за счёт добровольных взносов физических и юридических лиц.

На основании Модельного Закона СНГ об экологическом страховании (об организации страхового дела в сфере защиты населения, территорий и хозяйственных объектов от воздействия загрязненной окружающей среды) (Постановление № 15-6 от 13 июня 2000 года) был принят Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III ЗРК «Об обязательном экологическом страховании», регулирующий общественные отношения, возникающие в области обязательного экологического страхования, и устанавливает правовые, экономические и организационные основы его проведения.

На двадцать седьмом пленарном заседании Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ (Постановление № 27-8 от 16 ноября 2006 года) был принят Модельный экологический Кодекс для государств-участников Содружества Независимых Государств для регулирования правовых отношений в экологической сфере: в области природопользования, охраны окружающей среды и обеспечения гарантий экологической безопасности. Кодекс определяет компетенцию органов государственной власти государства, органов государственной власти субъектов административно-территориального деления государства, права и обязанности физических и юридических лиц, порядок государственного правового регулирования в экологической сфере, а также ответственность за нарушение экологического законодательства.

Активное освоение морских углеводородных ресурсов актуализировало задачу поставки всей деятельности по разведке и нефтедобыче на четкую правовую основу. Особое место принадлежит шельфовым месторождениям.

Статистическая справка⁴⁷

За последние тридцать лет морская добыча нефти и газа в мире выросла более чем в десять раз, причем в зарубежных странах она составила 35% в их общей нефтедобыче. Именно на акваториях наблюдается резкое увеличение затрат на геологоразведочные работы на нефть и газ, отмечается наибольший прирост запасов и открываются крупные и гигантские месторождения.

Первый опыт использования морских барж для разведки был получен в 1950 г., глубоководных буровых судов – в 1956 г., полупогружных буровых установок – 1964 г. В 1980-х гг. глубоководной считалась разведка на глубине воды около 244 м. Сегодня зоны, лежащие на глубине до 450 м, считаются мелководными, до 2 000 м – глубоководными, а свыше 2 000 м – сверхглубоководными.

Морская добыча нефти началась в 1940-е гг. и выросла со скромных 1 млн барр./сутки в 1960-х до почти 25 млн млн барр./сутки в 2005 г. (треть мировой добычи). Для сравнения: наземной добыче понадобилось 60 лет, чтобы достичь 25 млн барр./сутки в 1963 г.

В России только начинается практическое освоение месторождений континентального шельфа. Его площадь, самая большая в мире, составляет 6,2 млн км², или 21% всего шельфа Мирового океана. Из них интерес для поисков нефти и газа представляют 6 млн км², то есть почти вся площадь российского шельфа, а наиболее перспективные участки занимают 4 млн км². Выявлено более 20 крупных нефтегазовых бассейнов. Согласно прогнозной оценке МПР РФ, начальные извлекаемые ресурсы углеводородов на шельфе России (по данным на начало 2002 г.) достигают 100 млрд т условного топлива, в том числе 15,5 млрд тонн нефти и 84,5 трлн м³ газа. Это составляет 20-25% от общего количества мировых ресурсов углеводородов. Кроме того, согласно Конвенции ООН по морскому праву, Россия может юридически закрепить за собой в Северном Ледовитом океане, за пределами 200-мильной зоны, континентальный шельф площадью около 1,2 млн км² с ресурсами нефти более 4,6 млрд тонн. Около 2,0 млн км² составляют акватории сопредельных восточно-арктических и дальневосточных морей. (Для сравнения – перспективные на углеводороды площади на суше России составляют около 6 млн км²).

⁴⁷ Павлинова Н. Россия может непоправимо отстать... в сфере освоения нефтяных месторождений морского шельфа // Нефть России. 2005. № 1; Калачёва Л. Золотое дно российских морей // Нефть России. 2005. № 1. С. 40; Сандреа И., Сандреа Р. Нефть мировых шельфов-1: тенденции разведки показывают сохраняющиеся перспективы мировых морских бассейнов // OIL&GAS JOURNAL. 2005. С. 22.

Решением Совета глав государств СНГ от 19.09.2003 г. был утвержден план реализации мероприятий, направленных на развитие и повышение эффективности взаимодействия государств-участников СНГ в экономической сфере в 2003-2010 гг. Пунктом 7 раздела 2 указанного плана предусмотрена разработка стратегии сотрудничества государств – участников Содружества Независимых Государств по использованию минерально-сырьевых ресурсов, включая их совместную разведку, освоение и добычу.

В целях реализации данного пункта Межправительственный Совет по нефти и газу СНГ готовит Модельный Закон по освоению морских углеводородных месторождений для тесной интеграции и кооперации новых суверенных государств, формирования механизма координации их деятельности, согласования внутренних норм и международного права, упорядочения деятельности по разведке, разработке УВ-ресурсов и правовому регулированию отношений сторон-участниц данного процесса.

С 2005 г. инициативной, а затем рабочей группой по подготовке модельного закона под руководством профессора Л.С. Рубан была проделана колоссальная работа: заявлена проблема, которая была озвучена на международных конференциях (в т.ч. G-8), нефтегазовых конгрессах России и форумах ТЭК, структурированы основные направления, которые должны быть отражены в модельном законе, сделан компаративный анализ нормативно-правовых документов по разработке углеводородов стран ближнего и дальнего зарубежья, проведены консультации с представителями нефтегазовых структур и посольств прикаспийских стран, подготовлен пакет документов по подготовке закона, проведены рабочие и экспертные заседания, выездные в г. Астрахани, подготовлен проект закона с постатейными предложениями в него.

Итак, закон должен определять правовые, экономические и организационные основы деятельности **по освоению морских углеводородных месторождений**. Модельный закон не имеет директивного характера, а является рекомендательным для тесной интеграции и кооперации новых суверенных государств, формирования механизма для координации их деятельности, согласования внутренних норм и международного права.

Закон устанавливает порядок действий юридических и физических лиц, иных организаций и определяет основы правовых, экономических и организационных взаимоотношений между ними, возникающие в процессе освоения УВ-месторождений на стадиях проектирования и осуществления комплекса морских операций по

поиску, разведке, добыче и транспортировке нефти, газа и конденсата на шельфе и иных морских УВ-месторождениях (далее комплекс морских операций – КМО) стран СНГ.

Ареал действия закона включает в себя акватории и шельф в границах, определенных странами СНГ, всю толщу вод над этими участками дна, а также воздушное пространство в пределах высоты полета авиации, обеспечивающей проведение нефтяных операций.

В предмет данного закона не входят вопросы:

- 1 – разграничения (делимитации) территорий и акваторий,
- 2 – лицензирования (т.к. регулируется внутренним законодательством прибрежных государств),
- 3 – налогообложения (т.к. регулируется внутренним законодательством прибрежных государств).

Объектами регулирования при ведении комплекса морских операций (КМО) являются:

1) Намечаемая хозяйственная деятельность, в виде предплановой, предпроектной, проектной и иной документации на следующие работы:

- проведение разведочных и изыскательских работ;
- обустройство месторождений углеводородного сырья;
- добыча нефти и газа;
- транспортировка углеводородного сырья и сопутствующих материалов;
- размещение и хранение углеводородного сырья, отходов производства, сопутствующих материалов и веществ;
- размещение объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса.

Отношения в области освоения морских углеводородных месторождений регулируются настоящим Законом и иными нормативно-правовыми актами Государств СНГ, причем отношения организаций по освоению морских углеводородов на всех стадиях регулируются настоящим Законом в части, не противоречащей международным обязательствам Государств СНГ. Нормативные акты, определяющие правила проектирования, строительства, эксплуатации, капитального ремонта и реконструкции объектов по освоению морских углеводородов, санитарные и иные нормы и правила являются обязательными.

Хотя модельный закон не имеет директивного характера, а является рекомендательным, но это шаг на пути к тесной интеграции и кооперации новых суверенных государств, возможный механизм для

координации их деятельности, согласования внутренних норм и международного права.

В качестве полигонного региона был выбран бассейн Каспийского моря (БКМ) для проработки и апробации проекта закона. Это было обусловлено тем, что здесь самая сложная ситуация в связи с неопределенностью статуса и режима, незавершенностью процесса разграничения (отсутствие морской границы). На данный водоём не распространяется в настоящий момент Международная морская Конвенция 1982 г., а, следовательно, де-юре мы не можем даже употреблять термин «шельф» применительно к Каспию. Однако процесс освоения морских УВ-ресурсов в БКМ активно идёт и требует четкого нормативно-правового регулирования, тем более что Северный Каспий является заповедной зоной, что налагает особую ответственность на прибрежные государства за охрану и воспроизводство биологического многообразия.

С 3 по 7 сентября 2007 г. в г. Астрахани состоялось 1-е выездное заседание экспертов и членов рабочей группы по подготовке модельного рамочного закона по разработке морских нефтегазовых месторождений. Результаты заседания были зафиксированы в протоколе и представлены в настоящей главе. В августе 2008 г. после очередного выездного заседания экспертов и членов рабочей группы в г. Астрахани Межправительственным Советом по нефти и газу СНГ были опубликованы постатейные предложения в проект закона, презентация и апробация которых прошла 3 октября 2008 г. на Межправительственной экономической конференции прикаспийских государств на секции ТЭК в г. Астрахани, где материалы были заслушаны Министрами энергетики прикаспийских государств, а затем в апреле 2009 г. на круглом столе «ТЭК России и новые тенденции мировой энергетики» в рамках VII Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI в.» и Совещания министров энергетического комплекса СНГ.

Итак, в модельном законе должны быть в обязательном порядке отражены следующие основные направления по упорядочению деятельности по разведке, разработке углеводородных ресурсов и правовому регулированию отношений сторон-участниц данного процесса:

Во-первых, обязательное страхование геологических рисков и последствий деятельности, ответственность за нанесение ущерба вследствие экономической деятельности, ответственность по обязательствам сторон, гарантии и санкции по обязательствам. Обязательное страхование экологических и рисков природного и

техногенного характера, меры по недопущению техногенных катастроф.

Во-вторых, прозрачность предоставляемой информации и правовое закрепление ответственности за фальсификацию информации об активах (в случае завышения или занижения), в основе которых у нефтяных компаний лежит ресурсная база;

В-третьих, ответственность перед инвесторами, в том числе готовность принятия геологических рисков, связанных с подтверждением открытия крупного месторождения⁴⁸;

В-четвертых, сохранение и развитие биоресурсов и их биоразнообразия в условиях разведки и разработки морских УВ; учёт экологических и геодинамических особенностей освоения нефтегазовых месторождений бассейна Каспийского моря, в т.ч. в природоохранной и заповедной зонах;

В-пятых, оценка экологической ситуации и состояния экологической безопасности в БКМ в условиях разведки и разработки морских нефтегазовых ресурсов; проведение экологического мониторинга в условиях разведки и добычи морских УВ.

Эти задачи назрели, т.к. затронутые проблемы стали не то чтобы актуальными, а просто злободневными. Освоение нефтегазовых структур на шельфе – это рискованная деятельность, поэтому деятельность всех структур, задействованных в процессе освоения УВ-ресурсов, должна быть четко регламентирована и прописана в нормативно-правовых документах, а именно: их права, обязанности, разрешение конфликтов и т.д.

Когда мы начинали рассмотрение проблем на примере Каспийского бассейна, который был выбран в качестве полигонного региона, и освоения УВ-ресурсов прибрежными государствами, промышленную разработку морских месторождений Каспия вели Азербайджан, Казахстан и Туркменистан, поэтому подробный анализ ситуации до 2010 г. производился на примере деятельности этих республик.

К примеру, в Республике Азербайджан, по собственным оценкам, общие объемы нефти оценивались в 200 млрд баррелей нефти, природного газа – в 640 млрд куб. футов⁴⁹, причем планировалось добывать в ближайшие годы около 50 млн тонн нефти и 30 млрд куб. м газа. Таким образом, интерес ведущих нефтяных компаний мира к азербайджанскому шельфу был обусловлен высокой

⁴⁸ До настоящего времени такие заявления делали только «ЛУКОЙЛ» и Каспийская Нефтяная Компания.

⁴⁹ Азербайджан на распутье // НЕФТЬ и ГАЗ Евразии. 2001. № 3, май. С. 13.

перспективностью нефтегазоносности структур. На территории Азербайджана было создано 20 консорциумов, в общей сложности Азербайджаном с 1994 г. был подписан 21 контракт на разработку энергоресурсов с 30 нефтяными компаниями из 14 стран, причём 15 соглашений приходится на нефтегазовые площади Каспия. Иностранные инвесторы согласились на капиталовложения общей суммой в 60 млрд долл., причём 10 млрд долл. – на «контракт века» (Азери-Чираг-Гюнешли).

Однако ситуация с освоением других нефтегазовых структур на азербайджанском шельфе далека от идеала. В период с 2000-2002 гг. произошел уход ряда иностранных инвесторов из Азербайджана. Сначала Pennzoil и Ramco потеряли Интерес к «контракту века». 7 марта 2002 г. было сделано официальное заявление об уходе из республики банка – филиала британского HSBC⁵⁰, затем Bridas, Shell, UNOCAL, Chevron, Exxon Mobil свернули ряд проектов. Если мы сравним информацию о нефтегазовых ресурсах Азербайджана в 1995-1997 гг. и 2002 г., то следует отметить, что треть ресурсов нефти и две трети ресурсов газа не подтвердились. В 2002 г. бывший вице-президент Chevron Техасо Ричард Мацке сообщил, что, по его подсчетам, сейчас страны Каспийского региона добывают всего 1,5 млн баррелей нефти в сутки, а через 10 лет действующие месторождения истощатся на треть и для увеличения добычи придется инвестировать \$60 млн⁵¹.

Справка

В результате трехлетних разведочных работ на «Карабахе» Каспийская Международная Нефтяная Компания обнаружила лишь 7-8 млн т извлекаемой нефти и около 23 млрд куб м газа, что не давало оснований для промышленной разработки месторождения. Вторая разведочная скважина, пробуренная в 5,5 км к северо-западу от первой, не дала положительного результата, а третья – подтвердила нецелесообразность дальнейшей разработки.

По блоку Улдузу-Ашрафи неудача поджидала Консорциум North Apsheron Company (NAOC): открытые запасы газоконденсата были незначительными для промышленной добычи.

После разведочного бурения блока Апшерон в 2001 г. компании Chevron пришлось констатировать, что там вместо ожидаемых 1 трлн куб. м природного газа были обнаружены «незначительные

⁵⁰ Там же. С. 26.

⁵¹ Глумсков Д., Нетребя П. Инвесторы разочаровались в каспийской нефти // «Ж». 09.04.2002.

запасы углеводородов»⁵², не позволяющие даже оценить потенциал блока. До 2006 г. *Апишеронская скважина* была самой дорогой на Каспии. Она обошлась *Chevron* и *TotalFinaElf* в 78 млн долл.⁵³ Проект был заморожен. *Chevron* вышла из проекта

Для *Agip* разочарованием оказались итоги бурения оценочной скважины на блоке «Кюрдаши-Араз-Кирган». Отчет о первой скважине на структуре Кюрдаши и о второй – в рамках всей лицензионной территории был таков, что в итоге *Agip* решила отказаться от дальнейшего бурения и выплатить установленную контрактом компенсацию азербайджанской стороне.

Затем *Exxon Mobil* сообщила об отсутствии нефти в разведочной скважине, пробуренной в прибрежной зоне Огуз с помощью мелководной буровой установки «Гуртулуш». Т.к. признаков коммерческих УВ-запасов в процессе бурения выявлено не было, то в середине июля 2001 г. оператор проекта принял решение не бурить на Огузе новых скважин.

В 2006 г. штраф с *Exxon Mobil* за отказ продолжать бурение на двух шельфовых структурах составил: по «Зафар-Машал» (32 млн долл.) и «Нахчиван» (50 млн долл.). Первая разведочная скважина на «Зафар-Машал» обошлась оператору в 150 млн долл. и стала самой дорогой на Каспии.

Не принесла удачи своим разработчикам и структура Ленкорань-Талыш-Дениз. Начав бурение первой разведочной скважины 22 октября 2000 г., операционная компания *Elf Petroleum Azerbaidjan V.V.* прекратила его в декабре того же года из-за несовместимых в верхнем и нижнем горизонтах геологических условий. При новой попытке 24 декабря 2000 г. на расстоянии в 1200 м от предыдущей скважины притока углеводородов выявлено не было, и компания приняла решение ликвидировать скважину⁵⁴.

Французская *TotalFinaElf* отказалась бурить вторую разведочную скважину на блоке Ленкорань-Талыш-Дениз после неудачных результатов бурения первой в апреле 2001 г., предложив выплатить компенсацию в размере 12 млн долларов за выход из проекта⁵⁵.

У ВР на структуре Инам, где бурение было начато в 2000 г. с помощью буровой установки «Деде-Горгуд», возникшее высокое пластовое давление вынудило оператора остановить процесс, причём

⁵² Сапожников П. Нефть Каспия еще не вышла из берегов // «К». 19.02.2002. С. 8.

⁵³ Переоценка каспийских ценностей // «Нефть и Капитал» – специальное приложение. Казахстан. 2001. 9 сентября. С. 10.

⁵⁴ Кесаманский П. Совместные проекты//НЕФТЬ и ГАЗ Евразии. 2001. № 3, май. С. 19-20.

⁵⁵ Война маршрутов // Коммерсантъ. 2001. № 156, 30 августа. С. 16.

попытка повторного бурения более мощной установкой «Истиглал» не увенчалась успехом. Бурение было остановлено, когда до проектной глубины оставалось 500 м.

В связи со спором между ИРИ и Азербайджаном ВР, являющаяся оператором проекта, свернула работы на блоке Араз-Алов-Шарг⁵⁶, а Exxon Mobil прекратила деятельность на Салаване до урегулирования спорных вопросов и окончательного разграничения Каспия. По другим перспективным месторождениям существуют спорные моменты и обоюдные притязания Баку и Туркмении на Азери (Хазар) и Кяпаз (Сердар).

Сложности возникли и у операционной компании Exxon Operating Company на структуре Нахчиван, но уже по другой причине – из-за отсутствия буровой установки.

В 2003 г. «ЛУКОЙЛ» начал переговоры с ГНКАР о выходе из проекта по разработке оффшорных месторождений «Говсаны» и «Зых» в связи с высокими затратами на разрешение экологических проблем. Японская JAOS приняла решение свернуть деятельность в AP после разведочного бурения на морских структурах «Яван Тава» и «Атешгях», а китайская национальная нефтегазовая компания CNPC отказалась от разработки сухопутного блока «Мурадханлы». В 2001 г. из контракта по реабилитации данного месторождения и «Джафарлы» и «Зардоб» вышла британская Ramco Energy.

Не все было безоблачно и с богатым месторождением «Шах-Дениз». Сначала оно было перепрофилировано из нефтяного в газовое, а в июле 2000 г. при бурении в северной части месторождения на глубине моря 50-52 м вместо природного газа была обнаружена вода. На 2003 г. были пробурены две разведочные скважины, подтвердившие коммерческую целесообразность разработки структуры. Добыча на месторождении началась в декабре 2006 г., однако консорциум был вынужден остановить добычу из-за утечек на первой скважине, что привело к уменьшению наполовину прогнозируемого уровня добычи в 2007 г.

В феврале 2005 г. «ЛУКОЙЛ» закрыл проект Говсаны-Зых, а в мае 2005 г. на Яламе скважина обнаружила ограниченные запасы

⁵⁶ 23 июля 2001 г. азербайджанские суда «Геофизик-3» и «Алиф Гаджиев», проводившие исследовательские работы на данном блоке в 150 км к юго-востоку от Баку, получили приказ с иранского сторожевого катера «Сафидруд» отойти к северу на 7-8 км и под давлением с иранской стороны были вынуждены передислоцироваться. В конце июля – начале августа 2001 г. фиксировались почти ежедневные проникновения иранских военных самолетов в воздушное пространство над азербайджанским сектором, а по сообщению иранской газеты «Техран таймс», имела место концентрация военных сил Ирана возле азербайджанской границы. Источник: Саидов В. Море раздора // Энергия Востока. 2001. № 2 (2). С. 68-69.

*нефти. В январе 2006 г. Exxon/Mobil приняла решение закрыть блок Нахчивань и блок Зафар-Маршал. Из 30 международных проектов 10 было закрыто*⁵⁷.

Но есть и обратные явления. Так компания Total приняла решение и в 2009 г. приступить к разведочным работам на структуре Апшерон. В марте 2009 г. Total подписала с ГНКАР соглашение о разделе продукции при разведке и разработке данной структуры, стала оператором проекта и получила в нем 60%-ную долю участия. В то же время высокий риск еще не открытого месторождения и предстоящие большие затраты заставляют Total перестраховываться. Она планирует передать часть своей доли Gaz de France (GDF)⁵⁸.

Приступая к разведочному бурению на блоке Апшерон, Total планирует бурить скважину в течение 8 месяцев, а окончательные результаты бурения станут известны в первом квартале 2012 г. По данным аналитиков из IHS Global Insight, бурение первой разведочной скважины уже много раз откладывалось. Последний раз оно должно было начаться в сентябре 2010 г., но из-за проблем с транспортировкой буровой установки из казахстанского сектора Каспия буровые работы снова были перенесены. Стоимость разведочного бурения и геологоразведочных работ на участке оценивается в \$200 млн⁵⁹.

Непроста ситуация и по освоению казахстанских нефтегазовых месторождений. К примеру, бурение одной скважины на Тенгизе обходится в 1 млн долларов. Кроме того, это месторождение расположено в зоне высокой геодинамической активности, где велика вероятность возникновения техногенных катастроф, просадок и подвижек земной поверхности и локальных землетрясений. Первый признак данных негативных явлений – падение пластового давления. Были зафиксированы подвижки грунта на 4-5 см. При интенсивных отборах нефти на месторождениях «резервуарного типа», каким является Тенгиз, образуются полости, и если месторождение расположено в зонах активных разломов, магнитных аномалий и т.п., то здесь высока вероятность подвижек земной коры. Одной из мер противодействия этому может стать закачка в пласт попутного газа, который сейчас сжигается. В будущем планируют до 95% его закачивать в пласт⁶⁰.

⁵⁷ Энергетическая безопасность глобализирующегося мира и России. – 2008 – ИМЭМО РАН. С. 130.

⁵⁸ Лукин О. Со второго захода // Нефтегазовая вертикаль № 13. 2009. С. 85.

⁵⁹ Oil & Gas Journal Russia 1-2 (46) январь-февраль 2011. С. 6.

⁶⁰ Докачались // Нефть и капитал. Специальное приложение. 2001. № 9, сентябрь. С. 52.

Но, не смотря на высокую степень риска, геодинамические исследования на Тенгизе в 1992 г. были свернуты, наблюдения прекратились, а оператор Тенгиза «Тенгизшевронойл» (ТШО) не придерживался щадящего режима разработки месторождения, в результате чего в 1998 г. началось резкое ухудшение условий добычи на трех основных добывающих горизонтах, а именно пластовое давление снизилось на 10-15%, а соответственно упали и дебиты скважин, при том, что месторождение планируется эксплуатировать до 2030 г. с увеличением объемов ежегодной добычи до 40 млн тонн⁶¹. В 2000 г. руководство ТШО приняло решение об возобновлении геодинамических исследований на Тенгизе стоимостью 200 тыс. долларов.

Другой момент связан с необходимостью соблюдения норм отбора нефти. В частности, её норма в 2001 г. по одной добывающей скважине на Тенгизе была 535-870 т в сутки, а фактически по 13 новым скважинам дебиты составили от 1019 до 1998 т в сутки. Не было также соблюдено требование о задействовании 57 скважин, на 2001 г. фонд ТШО составил только 48⁶².

Еще одна проблема обусловлена тем, что в связи с подъемом уровня Каспия береговая черта переместилась на 20-30 км и в результате повышения интенсивности штормовых нагонов происходит размыв защитных дамб и затопление морскими водами прибрежных нефтепромыслов и месторождений ПО Тенгизнефтегаз. Добываемую здесь нефть, содержащую большое количество пластовой воды, после подъема на поверхность собирают в отстойниках, представляющих обвалованные участки территории в районе нефтяных скважин. При их размыве происходит загрязнение моря нефтью, сильно минерализованными пластовыми водами и химическими веществами. Повышение уровня Каспия привело к затоплению и подтоплению части береговых территорий Азербайджана, России, Казахстана, Туркмении и Ирана.

Как уже было отмечено в главе 4, в период существования СССР стабильно выполнялась комплексная программа по осуществлению мониторинга по состоянию Каспия на более чем 30 морских прибрежных станциях, проводивших регулярные наблюдения и исследования глубоководной части моря на восьми вековых разрезах. После распада Советского Союза эта система была практически разрушена. В настоящее время на Каспии работают по сокращенным до минимума программам не многим более 10 станций, в т.ч. 4 в

⁶¹ Там же. С. 53.

⁶² Докачались // Нефть и капитал. Специальное приложение. 2001. № 9, сентябрь. С. 54-55.

Российской Федерации. Информация со станций поступает нерегулярно, наблюдения за уровнем моря нерепрезентативны, ошибки превышают возможные допуски. Не лучше ситуация в подобной сети мониторинга Казахстана и Туркмении.

Говоря об освоении месторождений региона, следует отметить, что угроза техногенных катастроф актуальна не только для Тенгиза, но и для всей Атырауской области⁶³, основного региона добычи нефти в Казахстане, а также Мангистауской области (РК) и Астраханской области (РФ), где не только имеется геодинамическая активность, но было проведено 15 подземных ядерных испытаний. Экспертами также усматривается взаимосвязь нефтедобычи и геодинамики в землетрясении 2000 г., эпицентр которого располагался в море, и некоторые учёные связывали его с разработкой проекта Азери-Чираг-Гюнешли.

В заключение, говоря о Тенгизе и Кашагане, следует отметить, что на момент добычи и тенгизская, и кашаганская нефть содержит высокое количество меркаптанов и серы и требует очистки в связи с допуском её в магистральный трубопровод или строительства специализированного трубопровода, поэтому тенгизская нефть подвергается обработке на специальных установках по подготовке ее к транспортировке и коммерческой реализации. Происходит отделение газа и меркаптанов. В результате нефть марки «Tengiz» относится к легким, малосернистым – содержание серы до 1% (0,6%), по меркаптанам она относится к нормальным (20 ppm), доля светлых фракций на выходе – до 82%. Но консорциум «Тенгизшевронойл» столкнулся с экологической и технологической проблемой утилизации серы и газа, запасы которого на Кашагане оцениваются в пределах от 0,7 до 2 трлн куб. м. К 2003 г. за 9 лет эксплуатации месторождения на промысле скопилось 4,8 млн т серы. Задачей компании является переработка комовой серы, на которую нет спроса, в дефицитную – гранулированную. В настоящий момент актуальность решения данной проблемы только повышается.

В 2007 г. территориальное управление охраны окружающей среды по Атырауской области РК обратилось в региональный межрайонный экономический суд с иском к СП «Тенгизшевронойл» с намерением взыскать с компании 593,3 млн долл. за нарушение экологического законодательства (систематическое нарушение технологического регламента процесса безопасного извлечения серы с

⁶³ На долю Атырауской области приходится две трети разведанных запасов РК, из них более половины – на Королевское (55,1 млн тонн) и Кебайское месторождения (30,9 млн тонн).

причинением окружающей среде значительного вреда. По данным иска, компания хранила в 2003-2006 гг. без соответствующего разрешения 2,8 млн т комовой серы. Новый план «Тенгизшевронойл» включает природоохранные мероприятия стоимостью 110 млрд тенге до 2009 г. По информации Интерфакс «Время новостей» от 18.10.2007 г., в 2006 г. «Тенгизшевронойл» направил 43 млрд тенге на экологические проекты и мероприятия природоохранного характера, а в 2007-2009 гг. запланировано направить на эти цели свыше 107,3 млрд тенге. Мы подробно остановились на проблемах освоения морских нефтегазовых месторождений Азербайджана и Казахстана потому, что с этими проблемами предстоит столкнуться всем прикаспийским государствам.

В ходе выездного заседания в 2007 г. в г. Астрахани экспертами и членами рабочей группы были предложены конкретные предложения. В качестве постатейных предложений эксперты и члены рабочей группы выделили следующие:

1 – признание приоритета охраны живых самовоспроизводящихся ресурсов морской среды при любых видах хозяйственной деятельности в морской акватории;

2 – обязательное осуществление принципа превентивности мер и действий, направленных на охрану водных экосистем и их биоресурсов в условиях добычи углеводородного сырья;

3 – обязательное наличие перед началом разведочных, поисково-оценочных и добычных работ у всех объектов экологических паспортов для того, чтобы было возможно отслеживать и фиксировать изменения в природной среде посредством мониторинга;

4 – обязательное проведение непрерывного экологического мониторинга акватории в целом и зон УВ-разработки на всех стадиях освоения УВ-сырья, включая геофизические исследования, поисково-разведочные и поисково-оценочные работы, в период промышленной добычи УВ, и на этапе консервации скважин;

5 – организация государственного геоинформационного мониторинга с участием нефтяных компаний, направленного на постоянное отслеживание возможного нефтяного загрязнения в зоне добычи и транспортировки УВ-сырья;

6 – нефтяным компаниям, ведущим разведку и разработку морских месторождений согласовать с природоохранными органами маршруты движения танкеров, обслуживающих судов и другого флота с целью коррекции маршрутов и направления их движения через районы с меньшей рыбохозяйственной ценностью;

7 – внедрение и применение нефтегазовыми компаниями на всех стадиях освоения месторождений УВ-сырья современных

экологически безопасных и эффективных технологий разведки и добычи УВ в морских акваториях (пример «нулевого сброса»);

8 – разработать и осуществить совместно с нефтяными компаниями, работающими на осваиваемой акватории систему природоохранных практических мер, направленных на сохранение и восстановление ценных представителей ихтиофауны;

9 – создать банк данных по природным ресурсам, как минеральным, так и биологическим;

10 – унифицировать методики расчётов ущерба от производственной деятельности в разрабатываемой акватории по Государственной экспертизе;

11 – целевое направление предэксплуатационных страховых выплат по рискам производственной деятельности и предполагаемому ущербу природной среде на специализированные подконтрольные счета для четкого целевого использования на компенсационные мероприятия и недопущение рассеивания данных финансовых средств.

Все затронутые вопросы были предварительно обсуждены с участниками 2-й Международной научно-практической конференции «Проблемы сохранения экосистемы Каспия в условиях освоения нефтегазовых месторождений», проходившей на базе КаспНИРХ в г. Астрахани 29-31 августа 2007 г. По каспийской акватории ученые также указывали, что без соответствующего соблюдения мер безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазоносных скважин в море не удаётся исключить поступления в окружающую среду нефтепродуктов, буровых растворов (БР), шламов (БШ) и других сопутствующих загрязнителей. Буровые отходы являются многокомпонентными токсикантами, состав которых существенно меняется по мере углубления скважины. За последние годы наблюдается загрязнение воды нефтяными компонентами. За год попадает в Каспий 200 тыс. т смолы, 100 тыс. т битума и 75 тыс. т прочей нефтяной продукции.

Сложность освоения УВ-ресурсов в БКМ определяется отсутствием установленного статуса Каспийского моря, кроме того, актуальность страхования и предупреждения экологических и техногенных рисков на Каспии обусловлена тем, что северная часть Каспийского моря является заповедной, а весь Каспий характеризуется богатством биологических ресурсов, в частности, в Волго-Каспийском бассейне обитают свыше 60 видов рыб, из них 20 имеют промысловое значение. Регион содержит 2 вида лососёвых, 9 видов сельдевых, здесь сосредоточено 80% мирового стада осетровых пород рыб. Поэтому здесь необходимы дополнительные экологические обязательства, нужна экологически безопасная технология бурения.

Кстати, в 1998 г. Министерством природных ресурсов РФ были утверждены «Специальные экологические и рыбохозяйственные требования для проведения геологического изучения, разведки и добычи УВ-сырья в заповедной зоне в северной части Каспийского моря, а НК «ЛУКОЙЛ» ещё до начала строительства каждой поисковой скважины производит выплату управлению «Севкаспровод» средств на компенсацию предполагаемого ущерба рыбным запасам от буровых работ. Размер компенсационных средств определяется проектами и согласовывается с Госкомрыболовством. К примеру, в 2001 г. компания «ЛУКОЙЛ» профинансировала выращивание 2 млн штук подросшей молоди русского осетра.

В Астраханской области отраслевым научно-исследовательским центром «БИОС» при поддержке компании «ЛУКОЙЛ» построен новый рыбоводный завод мощностью 5 млн штук молоди в год. На данном предприятии внедрен ряд биотехнологий, не имеющих аналогов в мировой рыбохозяйственной практике. Его работа позволяет наряду с выпуском выращенной молоди осетровых получать порядка 100-150 т рыбы и около 1 т черной икры в год, создать и содержать маточное стадо осетровых в качестве резерва на случай катастрофического снижения численности их природных популяций.

Компания «ЛУКОЙЛ» практикует метод нулевого сброса, дающего возможность сохранить экологию в районе бурения. Создана система экологической безопасности, представляющей собой комплекс мероприятий, направленных на исключение ущерба окружающей природной среде, минимизацию неизбежных и рисковозможных негативных воздействий нефтедобывающей промышленности на экосистему Северного Каспия. Нулевой сброс означает, что все производственные отходы, образующиеся на буровой платформе, за исключением систем охлаждения внешнего контура энергетических установок, собираются и отправляются на береговые базы, где подвергаются очистке, утилизации и переработке. Реализация принципа «нулевого сброса» при проведении поисково-разведочного бурения и система экологической безопасности показаны на цветной вклейке. Эффективность системы нулевого сброса, применяемой компанией «ЛУКОЙЛ», обуславливает необходимость распространения и реализации ее как в БКМ, так и в других регионах.

Рабочая группа подготовила постатейные предложения в проект закона, опубликовала их в монографии «Каспий – море возможностей» (2008) и провела презентацию проекта 03.10.2008 г. на Межправительственной экономической конференции прикаспийских государств в г. Астрахани и 10-м юбилейном заседании Торгово-

промышленных палат «Деловой Каспий». Апробация материалов проходила на Международной конференции RPI по шельфу в Москве 22 мае 2009 г., на круглом столе «ТЭК России и новые тенденции мировой энергетики» в рамках VII Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI в.» и Совещания министров энергетического комплекса СНГ в апреле 2009 г., а в мае 2009 г. проект закона был передан на согласование в Министерство энергетики РФ.

Окончательная апробация проекта закона прошла 5 марта 2010 г. на Международном экономическом форуме государств-участников СНГ и 24 мая 2010 г. на IV-й Всероссийской научно-практической конференции «Изучение и освоение минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов шельфа и дна Мирового океана».

Итак, обобщив изложенные материалы, мы можем **сделать вывод**, что необходимо создать четкое нормативно-правовое обеспечение режима разведки, разработки и транспортировки углеводородов с учетом сохранения и восстановления биоресурсов акваторий, как единого экологического комплекса, а прибрежные государства должны нести ответственность за его сохранение, воспроизводство и оптимальное использование природных

2012-2013 годы

Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и перспективы. Глава II, параграф 1 в монографии Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках). – М., 2012. – 286 с. В соавторстве с Прищепой О.М., Маргулисом Л.С., Подольским Ю.С., авторство не разделено.

Предваряя характеристику современного состояния ТЭК, на наш взгляд, необходимо сделать небольшой исторический экскурс по развитию данной отрасли у нас в стране. Уже в XX веке было начато освоение месторождений Волго-Уральского бассейна, однако в 50-е годы более половины всего топлива давала угольная промышленность, поэтому опережающий рост нефти и газа произошел позднее, с середины 60-х годов, когда был освоен целый ряд новых регионов нефтедобычи. Это, прежде всего, Зап. Сибирь, которая обладала и до сих пор обладает самыми серьезными запасами нефти из открытых в 70-80-е годы нефтегазоносных районов. Из более чем 600 млн т добываемой в конце 80-х гг. в СССР нефти около 400 млн т приходилось на западно-сибирские месторождения. Именно они обеспечили отечественной нефтедобыче в 70-е годы уникальные темпы развития. Так, если ещё в 1970 г. в Западной Сибири было добыто 31,4 млн т нефти, включая газовый конденсат, то уже в 1975 г. – 148 млн т, в 1980 г. – 316,2 млн тонн, а в 1985 г. – 368 млн т. Капитальные вложения в отрасль в те годы (7,4% в 1981-1985 гг. от всех инвестиций в народное хозяйство страны) превышали затраты СССР на развитие атомной промышленности и такие громкие проекты, как КАМАЗ и др.⁶⁴

Спад нефтедобычи, имевший место в середине 80-х годов, был преодолен достаточно быстро, и общее состояние отрасли к началу перестройки было хорошим. В пересчете на современные цены, нефтегазодобытчиками ежегодно выполнялось работ на сумму около 12 млрд долл. США и вводилось 20-25 новых месторождений. В это время нефтяники активно осваивали Самотлор, дававший 200 млн т нефти в год. Шло активное освоение Западной Сибири, а разработка месторождений Восточной Сибири еще не началась.

По зарубежным оценкам, на территории России разведано порядка 8% суммарных запасов нефти планеты (порядка 10,2 млрд т). Эти запасы преимущественно расположены в Западной Сибири.

⁶⁴ Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР (в экспертных оценках). М., 2010. С. 130.

Именно этот регион сделал СССР крупнейшим в мире производителем нефти с пиком добычи в 606,5 млн т в 1987 г. (623,9 млн т, включая газовый конденсат). К 1985 г. удельный вес Западной Сибири в общесоюзной добыче нефти достиг 61,8%, а к 1990 г. – 65,8%. В соответствующих показателях по России доля Западной Сибири составила 67,9% и 72,8%.

Как отмечал бывший Министр топлива и энергетики России Ю.К. Шафраник, исторически сложилось так, что значительная часть советского периода в освоении нефтегазовых ресурсов Тюменской области совпала по времени с первым мировым энергетическим кризисом на Западе в начале 1970-х годов, следствием чего стал быстрый рост мировых цен на нефть и другие энергоносители, резко повысивший выгоды от экспорта нефти и газа из СССР. В ускоренном темпе в эксплуатацию вовлекались лучшие и высокопродуктивные месторождения и залежи, а те, что похуже, оставались «на потом»⁶⁵. Добыча нефти не была стабилизирована, ее снижение началось еще в советское время.

Газовая отрасль более молодая по сравнению с нефтяной. Ее создание началось в 1947 г. Первым крупным проектом в этой сфере стало строительство газопровода Саратов–Москва. Несколько позже было создано Министерство нефтегазового строительства, которое занялось освоением газовых месторождений в Средней Азии.

До Великой Отечественной войны промышленные запасы природного газа были известны только в Прикарпатье, на Кавказе, в Заволжье и на Севере (Коми АССР). Изучение запасов природного газа было связано с разведкой нефти. Промышленные запасы природного газа в 1940 г. составляли 15 млрд м³. Месторождения газа были обнаружены на Северном Кавказе, в Закавказье, на Украине, в Поволжье, Средней Азии, Западной Сибири и на Дальнем Востоке. Затем началось освоение самых перспективных месторождений Зап. Сибири в Тюменской области, на Ямале и в Югре. Тогда же был построен газопровод Игрим–Серов. В начале 70-х гг. было освоено Медвежье месторождение. Потом были крупные месторождения Уренгоя и Ямбурга, и менее крупные Комсомольское, Юбилейное и другие.

На 01.01.1976 г. разведанные запасы природного газа составляли 25,8 трлн м³, из них – в Европейской части СССР – 4,2 трлн м³ (16,3 %), на Востоке – 21,6 трлн м³ (83,7%), в т.ч. – 18,2 трлн м³ (70,5%) – в Сибири и на Дальнем Востоке, 3,4 трлн м³ (13,2%) – в

⁶⁵ Подробнее см.: Шафраник Ю.К. Нефтяная промышленность в системе национальной экономики и геополитики России. – М., 2004.

Средней Азии и в Казахстане. Причем, запасы увеличивались главным образом благодаря открытию месторождений в восточной части страны – разведанные запасы там были на уровне около 30,1 трлн м³, что составляло 87,8% от общесоюзных. Доля газа, как самого дешёвого топлива, в последние годы быстро росла. После распада СССР в РФ произошло падение объема добычи природного газа, хотя и в значительно меньших масштабах, чем других видов минерального топлива. За 1990-2000 гг. добыча газа в РФ снизилась на 9%.

В настоящее время нефтегазодобыча в традиционных регионах, поставляющих основные объёмы нефти и газа, характеризуется:

- концентрацией нефтедобычи на месторождениях с высокопродуктивными запасами;
- резким уменьшением доли активных и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- снижением среднего коэффициента нефтедобычи как по отдельным регионам, так и по стране;
- завершением эпохи месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 60-е и 70-е годы;
- стремительным истощением запасов дешёвого сеноманского газа традиционных месторождений Западной Сибири;
- истощением нефтегазовых запасов на глубинах до 3 км⁶⁶.

По разведанным запасам газа наша страна занимает первое место в мире. «По состоянию на 01.01.2009 г. запасы свободного газа категорий А+В+С₁ в России достигали 47,8 трлн куб. м (здесь и далее под свободным газом подразумевается газ свободный и газ газовых шапок), из которых порядка 95% относятся к категории С₁. Более двух третей разведанных запасов свободного газа России сосредоточено на территории Ямало-Ненецкого АО. Запасы категории С₂ достигают 19,7 трлн м³. Таким образом, балансовые запасы природного газа России насчитывают 67,5 трлн м³. Около 62% балансовых запасов приходится на Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию (НГП), причем 60% балансовых запасов страны сосредоточено на территории Ямало-Ненецкого АО. В Восточно-Сибирской НГП расположено 12%, на шельфе арктических и дальневосточных морей – 14%, Каспийского моря – 1%, на долю Европейской части России приходится 11% балансовых запасов природного газа страны.

Перспективные ресурсы газа категории С₃ достигают 29,8 трлн м³, из которых 73% приходится на Западно-Сибирскую НГП. Около

⁶⁶ Дмитриевский А.Н. Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России // Бурение и нефть 01/2012. С. 3.

15% перспективных ресурсов сосредоточены в Вост. Сибири, 4% приходится на шельф Баренцева моря, 2% – Каспийского моря и 1% – Охотского моря. В Европейской части России в пределах Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Северо-Кавказской НГП расположено до 5% перспективных ресурсов природного газа России. Доля распределенного фонда в перспективных ресурсах природного газа страны составляет 65%»⁶⁷.

Прогнозные ресурсы природного газа категорий D₁+ D₂ составляли в 2009 г. 121,5 трлн м³, из них 42% – в Западно-Сибирской и 24% – в Восточно-Сибирской НГП, около 25% приходится на шельф арктических и дальневосточных морей (причем 15% – прогнозные ресурсы только Баренцева и Карского морей). В Европейской части РФ расположено около 7% прогнозных ресурсов природного газа страны. Все прогнозные ресурсы природного газа относятся к нераспределённому фонду недр»⁶⁸.

Возможность прироста запасов свободного газа в России достаточно велика, поскольку разведано лишь около 27% НСР. Основные недостатки имеющихся ресурсов газа (как и нефти) – территориальная удаленность от потребителей, размещение в сложных для освоения регионах, низкая степень геологической изученности. Однако, в отличие от нефти, высока вероятность открытия крупных месторождений⁶⁹.

Сырьевая база газовой промышленности характеризуется исключительно высокой концентрацией запасов в отдельных регионах и крупных месторождениях, что создает благоприятные условия для развития добычи. Всего Государственным балансом России учтено 867 месторождений, из которых 28 уникальных (содержат 72% или 34,4 трлн м³ разведанных и 68% – 13,9 трлн м³ предварительно оцененных запасов страны). 22% разведанных запасов газа страны содержится в 86 крупных месторождениях с запасами от 75 до 500 млрд м³. На долю 753 мелких и средних месторождений приходится лишь 6% разведанных запасов.

Добыча природного газа в соответствии с его ресурсной базой ориентирована на районы с наиболее крупными и выгодными по эксплуатации месторождениями. Так, только пять месторождений: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и Оренбургское

⁶⁷ Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития / Справочно-аналитический сборник в 2-х томах. – М., Издательство ИАЦ «Энергия», 2009.

⁶⁸ Там же.

⁶⁹ Топливо-энергетический комплекс России: 2000-2008 гг.» (справочно-аналитический обзор). ГУ ИЭС. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

содержали, по состоянию на 1 января 2009 г., 28,2% всех промышленных запасов Российской Федерации категорий А+В+С₁. В частности, запасы Медвежьего месторождения этих категорий оценивались в 624 млрд куб. м, а Уренгойского – в 5,4 трлн куб. м⁷⁰.

Кроме того, в недрах России сосредоточены 50% алмазов, 30% мировых запасов природного газа, 25% запасов никеля, 17% олова, почти 10% запасов нефти. На территории страны обнаружены залежи практически всех известных полезных ископаемых.

Развитие мировой экономики постоянно сопровождается неуклонным ростом использования топливно-энергетических ресурсов. За последние 30 лет мировое потребление нефти превысило 90 млрд тонн, природного газа – 55 трлн м³, что составляет 80-85% общего объема за весь период их использования. На сегодняшний день из недр планеты извлечено около 150 млрд т нефти. На долю России приходится около 18 млрд т⁷¹.

Общий спрос на нефть в мире, согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), к 2035 г. повысится с 87 млн до 99 млн барр./сутки – прирост придется на транспортный сектор в быстроразвивающихся странах, причем цены на нефть, по прогнозам МЭА, останутся высокими и в 2035 г. будут находиться на уровне 120 долларов за баррель. Кроме того, росту потребления нефти способствует также неопределенность относительного будущего атомной энергетики после катастрофы на атомной электростанции «Фукусима»⁷².

По данным Oil and Gas Journal, в 2008 г. общемировые запасы нефти составляли 1,34 трлн барр. (182 млрд тонн), а в 2009 г. выросли до 1,35 трлн барр. или около 184 млрд т. Запасы газа выросли почти на 10,1 трлн м³ и составили 187 трлн м³. К таким результатам привел пересчет запасов Австралии, КНР и Туркменистана. Среди крупных регионов мира больше всего в процентном отношении за 2009 г. выросли запасы нефти и газа в АТР: нефти на 18%, газа – на 25%. К примеру, промышленно значимые запасы нефти Австралии составили 3,318 млрд барр. (451 млн т), газа – 3,1 трлн м³. Запасы Китая тоже резко выросли и составили 20,35 млрд барр. (2,79 млрд т) нефти и 3,03 млрд м³ газа.

⁷⁰ Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI вв.: некоторые итоги и перспективы. – М., Газойл пресс, 2010.

⁷¹ Дмитриевский А.Н. Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России // Бурение и нефть 01/2012. С. 5.

⁷² Нефтяная торговля: прогноз МЭА и русско-китайские сезоны // Oil & Gas Journal Russia № 12 (56) – Декабрь 2011. С. 13.

Лидирующие позиции по запасам нефти занимали, по данным BP Statistical review of world energy 2011, следующие страны:

Таблица 1

Запасы нефти по странам (млрд баррелей)

Страны с крупнейшими запасами нефти (млрд баррелей)				
Страна	Запасы	% от мировых запасов	Добыча	На сколько лет хватит
1. Сауд. Аравия	264,5	19,1	10007	72
2. Венесуэла	211,2	15,3	2471	234
3. Иран	137,0	9,9	4245	88
4. Ирак	115,0	8,3	2460	128
5. Кувейт	101,5	7,3	2508	111
6. ОАЭ	97,8	7,1	2849	94
7. Россия	77,4	5,6	10270	21
8. Ливия	46,4	3,4	1659	77
9. Казахстан	39,8	2,9	1757	62
10. Нигерия	37,2	2,7	2402	42
11. Канада	32,1	2,3	3336	26
12. США	30,9	2,2	7513	11
13. Катар	25,9	1,9	1569	45
14. Китай	14,8	1,1	4071	10
15. Бразилия	14,2	1,0	2137	18
Члены ОПЕК	1068,4	77,2	34324	85
Весь мир	1383,2	100,0	82095	46

Ниже дана динамика запасов нефти и газа в мире⁷³.

Таблица 2

Динамика запасов нефти и газа (2001-2010 гг.)

На 1 января	Нефть, млн барр		Газ, млрд куб. м
	В мире	ОПЕК	
2001	1 028 457,8	814 398,7	149 470
2002	1 031 100,7	818 842	154 364,5
2003	1 212 880,8	819 007	155 783
2004	1 265 811,6	869 521	171 835,2
2005	1 277 702	885 188	171 039,6
2006	1 293 344,5	901 659	172 765,6
2007	1 317 447,4	902 343	175 074,3
2008	1 331 698,1	927 482	175 159,3
2009	1 342 207,3	944 017	177 103,8
2010	1 354 182,4	951 277	187 155,8

⁷³ Редлер М. Мировые запасы растут, добыча падает...// Oil&Gas Journal Russia. Январь-Февраль 2010. С.14.

16 мая 2003 г. Президент России В.В. Путин поставил цель удвоить ВВП в течение 10 лет. 22 мая 2003 г. правительство страны рассмотрело и одобрило Энергетическую стратегию России на период до 2020 г. (ЭС–2020), которая обозначила энергетику в качестве локомотива экономического роста. В августе 2009 г. правительством была одобрена, а затем 15 ноября 2009 г. утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. (ЭС–2030), которая должна обеспечить преемственность энергостратегии, так как цели и главные принципы государственной политики остались неизменными. При благоприятных внутренних и внешних условиях и проведении соответствующей политики в области воспроизводства минерально-сырьевой базы (инновационный сценарий «Стратегии»), по мнению акад. А.Э. Конторовича, научного руководителя Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, добыча нефти к 2030 г. может возрасти до 636 млн т, в т.ч. этот показатель в Вост. Сибири и на Дальнем Востоке – до 104 млн т.

Нижеприведенная таблица содержит прогнозные данные на период до 2030 г. по нефтегазовым провинциям.

Таблица 3

Прогноз добычи нефти до 2030 г. (млн тонн)

Страна, провинция	2015	2020	2030
Европейская часть	141	142	166
Западно-Сибирская	350	352	366
Вост. Сибирь и Дальний Восток	45	67	104
Р о с с и я	536	561	636

Однако инновационный сценарий может быть реализован только при последовательной политике государства и бизнеса в области воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) и увеличении геологоразведочных работ (глубокое бурение, геофизика) на распределённом фонде недр в 4-5 раз⁷⁴.

На Международном конгрессе «Нефтяной терминал – 2009», состоявшемся 26-27 ноября 2009 г. академик А.Э. Конторович отметил, что для реализации заложенных в Стратегии ориентиров по добыче, переработке и экспорту нефти и нефтепродуктов необходимо безусловное решение двух ключевых задач:

1. Интенсификации геологоразведочных работ, так как если в самое ближайшее время не будут увеличены ГРП в Западной и Восточной Сибири, на Арктическом шельфе, а также в традиционных

⁷⁴ Конторович А.Э. Oil terminal – 2009. Настоящий русский размах // OilMARKET, 12-01 – 2010. С. 12.

центрах нефтедобычи в европейской части России, то неизбежно будет происходить сокращение экспорта нефти и нефтепродуктов из России на основные мировые рынки, что должно производиться с учётом полного обеспечения потребностей внутреннего рынка.

2. Инновационного прорыва в нефтепереработке и нефтехимии с доведением глубины переработки до 90% и повышения качества производимых нефтепродуктов. Решение этих вопросов должно стать первоочередной задачей, как для нефтяного бизнеса, так и государства для контроля за реализацией намеченных целей⁷⁵.

Нефтегазовый комплекс является основой энергоснабжения страны и одним из важнейших секторов экономики. На долю ТЭК (по данным на 01.12.2010 г.) приходилось 32% ВВП страны, 44% налоговых поступлений в бюджетную систему РФ и 67% российского экспорта⁷⁶.

Экспорт сырой нефти обеспечил России колоссальный приток нефтедолларов. За 2000-2008 гг. поступления выросли с \$25,27 млрд до \$151,67 млрд – т.е. в шесть раз. Лишь в 2009 г. валютная выручка от продаж снизилась до 93,49 млрд. Это было на 38,4% меньше, чем в 2008 г., хотя экспорт российской нефти в 2009 г. составил 247,8 млн т, увеличившись по сравнению с 2008 г. на 7,3 млн т (+3,3%)⁷⁷. В середине марта 2009 г. нефть перешла ценовой рубеж в 50 долларов за баррель, а после мая 2009 г. уже не опускалась ниже \$60. 2009 г. закончился котировкой на уровне \$70. В 2011 г. мировая конъюнктура благоприятствовала российским нефтетрейдерам. В среднем, контрактные цены сорта Urals превышали уровень 2010 г. более чем на 40% (\$78/барр.) и росли в целом на 2,2% ежемесячно⁷⁸. В 2011 г. стоимость нефти на мировом рынке составляла до \$110 за баррель⁷⁹ (средняя цена марки Urals с марта по июнь 2012 г. была порядка \$90).

Федеральный бюджет РФ на 2011 г. был рассчитан исходя из цены на нефть в 75 долларов/барр. и предполагал дефицит в размере 3,6% ВВП, однако из-за роста мировых цен на нефть бюджет был исполнен с профицитом в размере 0,8% ВВП за счёт 5,640 трлн рублей дополнительных нефтегазовых доходов. По состоянию на 01.01.12 золотовалютные резервы России составили почти 500 млрд долларов (5-е место в мире). Экспорт энергоносителей РФ в 2011 г. в стоимостном выражении составил 71% от совокупного экспорта

⁷⁵ Там же. С.15.

⁷⁶ Б&К январь-февраль 2012. С.35.

⁷⁷ Экспорт нефти и нефтепродуктов // Нефтегазовая вертикаль № 5 – 2010. С. 73, 44.

⁷⁸ Нефть и газ России '2011: предварительные итоги...// Нефтегазовая вертикаль № 5/ 2012. С. 14.

⁷⁹ Мировые рынки-2012. Ожидания // Бурение и нефть 02/2012. С. 15.

товаров, увеличившись на 3% по сравнению в 2010 г. Экспорт нефти в стоимостном выражении составил 36%, нефтепродуктов – 19%, газа – 13%, металлов – 9%, химической продукции – 7%. За 2011 г. объем нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета возрос с 46% до 50%, доля валютных поступлений от экспорта нефти, газа и продуктов переработки в общем объеме экспорта выросла с 65,7% до 68%. Увеличилась доля нефтегазового комплекса в структуре ВВП⁸⁰. К 2030 г. согласно ЭС-2030 экспорт нефти и нефтепродуктов составит 409 млн т, в т.ч. экспорт на Тихоокеанский рынок к 2030 г. возрастет до 110 млн т.

Как уже было отмечено выше, Россия обладает мощной сырьевой базой углеводородов. На 01.01.2010 г. общий эксплуатационный фонд нефтяных скважин в России составлял 152,4 тыс. шт., т.е. произошло сокращение по сравнению с предыдущим годом на 3,8%. В то же время в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, напротив, наблюдался рост числа введенных в эксплуатацию скважин⁸¹. Однако средняя глубина новых скважин при этом возросла с 2665 до 2707 м.

По данным Роснедра, в 2011 г. прирост разведанных запасов нефти и газового конденсата составил 137%, а газа – 172% от добычи. Тем не менее, положение с сырьевой базой нефтедобычи сложное: свыше 70% нефтяных запасов компаний находится на грани рентабельности, и если 20 лет назад вовлеченные в разработку запасы с дебитом 25 т в сутки составляли 55%, то уже с 2010 г. этот процент приходится на запасы с дебитом 10 тонн в сутки; запасы нефти высокопродуктивных месторождений, дающих 60% добычи, выработаны более чем на 50%. По другим видам полезных ископаемых дела обстоят не лучше⁸².

Прослеживается четкая зависимость уменьшения обеспеченности активными запасами и увеличение обеспеченности трудноизвлекаемыми запасами. Если в 1975 г. доля активных запасов составляла 87,6% от начальных извлекаемых запасов, а трудноизвлекаемых – 12,4%, то спустя 20 лет эти доли были, соответственно, 70,4% и 29,6%, то есть объем трудноизвлекаемых запасов возрос почти в 3 раза. Доля благоприятных для извлечения запасов составляет менее половины (42-45%) российских разведанных запасов нефти. Активные запасы нефти России характеризуются высокой степенью выработанности, которая для эксплуатируемых месторождений в среднем

⁸⁰ Эдер Л., Филимонова И. Нефтегазовая отрасль в экономике России // «Нефтегазовая вертикаль», № 18 / 2012. С. 22-24.

⁸¹ Итоги работы ТЭК России в 2009 г. и задачи на 2010 г. С. 11.

⁸² Козловский Е. Курс на Восток // Oil&GasEURASIA № 4. Апрель 2010. С. 20.

превысила 50%, и обводнённостью продуктивных пластов (в среднем 70%). Многие крупнейшие эксплуатируемые месторождения в Зап. Сибири выработаны более чем на 75%. Ежегодно качество разведанных запасов нефти ухудшается из-за преимущественного отбора наиболее высокодебитных запасов⁸³.

По регионам основным производителем нефти в России остается на ближайшее время Западная Сибирь, на которую приходится около 61,8% производства данного сырья. Однако в 2011 г. объём добычи в этом макрорегионе продолжал сокращаться и составил около 316,3 млн т (минус 2 млн т).

В настоящее время Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия), является основным регионом, где наблюдается относительно крупномасштабное наращивание добычи нефти. В 2011 г. извлечение из недр жидких углеводородов в этом регионе возросло на 38% – до 27 млн т (прирост – 7,5 млн т). На Дальнем Востоке нефтедобывающие предприятия Сахалинской области извлекли из недр около 15,2 млн т нефти и конденсата, что на 2,7% больше уровня 2010 г.⁸⁴

Основными факторами, повлиявшими на увеличение производства нефтяного сырья, стали:

- освоение новых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (Ванкорского, Верхнечонского, Талаканского и Алинского);

- стабилизация объемов добычи ВИНК после нескольких лет падения производства;

- окончание строительства нефтепроводной инфраструктуры, запуск нефтяного терминала в порту «Пригородное» и обеспечение круглогодичной эксплуатации объектов морской добычи в рамках проекта «Сахалин-2».

В 2011 г. добыча нефти в России составила **511,4 млн т**, т.е. на 1,23% больше к результату 2010 г. и около 13,3% от общемирового показателя, а **добыча газа** в России выросла на 3,3% и достигла рекордного для постсоветского периода уровня **687,5 млрд куб. м**⁸⁵. Итак, России удалось стабилизировать и увеличить объемы добываемой нефти, выросла пропускная способность магистральных нефтепроводов и терминалов морских портов, но и сегодня в нефтяной

⁸³ Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР (в экспертных оценках). М., 2010. С. 140.

⁸⁴ Конторович А.Э., Эдер Л., Филимонова И. На фоне неустойчивой конъюнктуры // Нефть России № 8 / 2012. С. 6-7.

⁸⁵ Нефть и газ России '2011: предварительные итоги...// Нефтегазовая вертикаль № 5 / 2012. С. 17.

отрасли на первом месте стоят вопросы улучшения количественного и качественного состояния базы минерально-сырьевых ресурсов.

В отношении физических параметров поддержания ресурсной базы нефтедобычи «Энергетическая стратегия развития России на период до 2030 г.» устанавливает жёсткие рамки:

- средний уровень прироста запасов нефти – 630 млн т в год,
- среднегодовой объём глубокого бурения – 3,7 млн м,
- сейсморазведка – 170 тыс. км в год⁸⁶.

В настоящее время добычу нефти в России осуществляют около 325 организаций, в т.ч. 145 предприятий, входящих в структуру вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК), 177 независимых фирм и три оператора, работающих на условиях соглашений о разделе продукции (СРП).

В целом по ВИНК негативная динамика в Западной Сибири компенсировалась существенным увеличением добычи в Восточной Сибири. Наибольший прирост показали «Ванкорнефть» («Роснефть») – на 18,1% (с 12,7 до 15 млн т), «Венхечонскнефтегаз» (ТНК-ВР и «Роснефть») – на 104% (с 2,6 до 5 млн т), «Ленанефтегаз» («Сургутнефтегаз») – на 62,3% (с 3,3 до 5,4 млн т)⁸⁷.

В газовом секторе ОАО «Газпром» остается одной из крупнейших мировых энергетических компаний, контролирующей около 60% российских и 17% мировых запасов природного газа. Однако следует отметить, что основные месторождения «Газпрома» разрабатываются давно, у некоторых уровень истощения составляет от 50 до 90%. Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения в настоящее время производят 67% общего объема добычи «Газпрома», по сравнению с 82% в 1991 г., когда эти месторождения находились на пике добычи. Увеличение объемов добычи было связано с пуском в эксплуатацию в 2002 г. гигантского месторождения Заполярное с запасами 3,5 трлн куб. м, но не следует забывать о переходе основных месторождений газа в режим «падающей» добычи, что вызывает необходимость принятия мер по поиску новых месторождений.

Говоря о развитии российского топливно-энергетического комплекса в целом, эксперты отмечали, что в ТЭК накопилась значительная доля изношенного оборудования, идёт некомпенсированное выбытие производственных фондов, снижение технического уровня и экономической эффективности отрасли. Поэтому для разрешения проблем, назревших в нашей экономике, в том числе и в ТЭК необходимо:

⁸⁶ Ресурсная база: сливки кончились // Нефтегазовая вертикаль № 5 – 2010. С. 44.

⁸⁷ Конторович А.Э., Эдер Л., Филимонова И. На фоне неустойчивой конъюнктуры // Нефть России № 8/2012. С. 9.

1) Способствовать диверсификации экономики, эффективно используя все ресурсные преимущества, географические и иные особенности нашей страны.

2) Рост экономики возможен тогда, когда *роль локомотива будет играть* не экспорт сырья, а *продуктов переработки*, развитие высоких технологий (Hi-Tec), для чего нужны структурные изменения и консолидация бизнеса именно в этих секторах, необходимо развивать мотивацию для вкладывания сверхприбылей в перерабатывающие отрасли.

3) *Основные риски российского ТЭК* в ближайшей перспективе связаны не с перепадом спрос-цена на углеводороды, а с сокращением воспроизводства ресурсной базы и физических объёмов добычи.

4) Нужны фундаментальные стратегические решения государства и бизнеса по созданию благоприятного инвестиционного климата, как для внутренних, так и для внешних инвесторов.

5) Необходимо активно задействовать потенциал восточно-сибирских УВ-месторождений для выхода на азиатские рынки, тем более, что заинтересованность стран Восточной Азии в получении энергоресурсов велика, поэтому экспорт углеводородов может еще долго выступать в качестве фактора экономического роста в России.

«Развитие нефтегазовой отрасли Исламской Республики Иран». Глава 4, параграф 4 в монографии «Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире». Москва: Academia, 2014. С. 209-223. В соавторстве с Санаи М., авторство не разделено.

Исламская Республика Иран является одной из крупнейших нефтяных держав с доказанными запасами нефти 137,5 млрд баррелей, что обеспечит добычу нефти в течение 70-100 лет, причем большая часть нефти является малосернистой. По объемам добычи нефти Иран занимает четвертое место в мире и второе – среди ближневосточных государств. Уровень нефтедобычи составляет около 4,252 млн баррелей в сутки (экспорт 2,5 млн баррелей), в 2014 г. его планируется довести до 5,6 млн баррелей, а к 2020 г. – до 7 млн барр., что потребует инвестиции в размере 150-160 млрд долларов, а реализация 20-летней программы развития нефтяной отрасли обойдется ИРИ в 400 млрд долларов⁸⁸. Иран обладает мощностями по переработке нефти – 1,6 млрд баррелей в день. В энергобалансе страны нефть составляет – 42%.

Иран обладает мощностями по переработке нефти – 1,6 млрд баррелей в день. По подтвержденным запасам природного газа (15% мировых запасов или 27,8 трлн м³, их хватит на 300 лет потребления) ИРИ находится на втором месте после России (ВР в своем ежегодном отчете за 2013 г. поставила его на первое место). В энергобалансе страны газ составляет 55% (нефть – 42%).

Иран является мировым лидером по субсидированию внутреннего потребления углеводородов. К примеру, его показатели в разы отличаются от аналогичных в России и Королевстве Саудовская Аравия.

Таблица 1.

Оценка субсидирования внутреннего потребления углеводородов в ИРИ в 2007-2012 гг., млрд долл. США

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Нефть	36,56	53,78	29,20	40,92	41,39	45,56
Электричество	9,22	15,19	11,31	14,43	17,40	19,22
Природный газ	18,78	32,03	24,12	25,49	23,40	24,78
Уголь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ВСЕГО	64,56	101,01	64,63	80,84	82,18	69,55

Источник: МЭА, база World Energy Statistics and Balances (02.2014).

⁸⁸ Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России № 6 2010. С.115.

Иран занимает уникальное географическое положение, имея сухопутные и морские границы с 15 государствами с более чем 400-миллионным населением. Емкость его внутреннего рынка оценивается в 35 млрд долларов, а через 5 лет может достичь 85 млрд. Планы развития Ирана предполагают рост ВВП на 8% в год⁸⁹.

Государство в Иране осуществляет полный контроль за нефтяной и газовой промышленностью, а государственная нефтяная компания Национальная Иранская Нефтяная Компания (НИОС) выполняет весь цикл по нефтегазовым работам от разведки и разработки до переработки и транспортировки. В планах НИОС в начале XXI в. – пробурить 61 поисково-разведочную скважину на море. Ее успехи – открытие морской структуры Дарховен – 2,5 млрд баррелей нефти с низким содержанием серы и месторождения Нир-Кабир (Азадеган) в юго-западной части провинции Хузестан (предварительные запасы нефти оцениваются в 26 млрд баррелей) – наиболее значительное за последние 30 лет. НИОС разрабатывает на суше действующие месторождения: Марун, Карандж, Ага Яри, Бинак, Купал, Ремшехр и нефтяной бассейн в провинции Парс, проводит модернизацию на месторождении Гачсаран, запасы которого составляют около 53 млрд баррелей нефти.

Из иностранных компаний с Ираном наиболее активно сотрудничают Adjip, Total-FinElf, Petronas, BP и Shell⁹⁰, Eni и Statoil и «Газпром», который за 600 млн долл. США выкупил часть доли Total по Южному Парсу. Проследим развитие этого сотрудничества в хронологической последовательности.

В январе 1999 г. British Petroleum/Амосо начала переговоры с иранским правительством о разработке на суше месторождения Аваз. Это же месторождение привлекло французскую Total. Тогда же норвежская Saga Petroleum выступила с инициативой о начале переговоров с иранским правительством по поводу разработки месторождений Дехл Уран и Чешмен-Кош и подписала с НИОС соглашение на 2,7 млн долл., предусматривающее оценку норвежской компанией сейсмических данных по ряду перспективных участков, включая блок Дара и морское месторождение Хандиджан.

Японский консорциум купил 20%-ую долю компании «Шелл» в проекте разработки иранского нефтяного месторождения «Соруш-Нуруз». В японский консорциум входят: Японская национальная нефтяная компания (JNOC) с долей участия 33,33%, Японская

⁸⁹ Там же. С.113-114.

⁹⁰ BP и Shell в настоящий момент проявляют наибольшую активность в области исследовательских работ и инжиниринга, а не контрактов.

нефтяная эксплуатационная компания (JPEC) – 41,67% и корпорация «INPEX» – 25%. Компания «Шелл» заявила, что продажа пакета акций не может считаться признаком её ухода из Ирана. В ноябре 1999 г. Шелл подписал с Ираном контракт на разработку нефтяных месторождений на условиях «buy back» на сумму 800 млн долларов США. Иранская компания «Oil Industry Engineering and Construction» также купила часть доли компании «Шелл» в этом проекте. Объем инвестиций японской компании JNOC в проект составил 13,8 млн долларов США на условиях «buy back», кроме того, компания предоставила долгосрочный кредит на сумму 60 млн долларов США для развития этого проекта.

В 2000 г. Тегеран предоставил японским компаниям эксклюзивное право ведения переговоров по месторождению «Азадеган», которое соперничает по своим запасам с таким же крупным разведанным казахским месторождением нефти «Кашаган». Интерес японской стороны к данному месторождению понятен, так как Япония около 85% импортируемой нефти покупает в странах Ближнего и Среднего Востока, а Иран является одним из крупнейших поставщиков нефти в Японию⁹¹.

В ИРИ активно работают и европейские нефтяные компании. Так, TotalFinaElf к концу **2002 г.** увеличила добычу с месторождений Дарховин и Балал на 100 тыс. барр. в сутки, а компания Shell⁹² с ноября 2002 г. также начала добычу 100 тыс. баррелей в сутки с месторождения Ноуруз.

Шведская компания GVA и иранская Sadra **в мае 2002 г.** подписали контракт на разведочное бурение на иранском шельфе Каспия, для чего «Sadra» к лету 2002 г. построила буровую платформу на Каспийском море, а Каспийская морская нефтяная компания в 2002 г. подписала контракт по транспортировке платформы. Стоимость изготовления платформы, вес которой равен 14 тыс. т, – 225 млн долларов США. 95% объема работ включая инжиниринг, комплектацию и строительство платформы выполняла Компания «Sadra». Шведская компания «G.V.A.» – остальные 5% стоимости работ⁹³.

Также следует отметить, что ОАО «СТРОЙТРАНСГАЗ» построил и подготовил к сдаче в окончательную эксплуатацию в Иране газопровод Ассалуйе-Канган протяженностью 72 км и диаметром 56 мм. **В декабре 2002** года ОАО «СТРОЙТРАНСГАЗ» выиграл тендер на

⁹¹ Iran News. 2003. 21 января.

⁹² По мнению ряда экспертов, Shell собирается уходить с месторождения Азадеган и будет выполнять только инжиниринг.

⁹³ Иран ньюс. 2003. 5 февраля.

инжиниринг, поставку оборудования и строительство компрессорной станции в Хаджи Абаде в составе консорциума иранской и российской компании и к 2003 г. была оформлена контрактная документация.

Другая российская компания – «ЛУКОЙЛ» – поставила в Иран с транспортировкой по Каспию 30 тыс. т нефти и **в ноябре 2002 г.** планировал в марте 2003 г. подписать долгосрочный контракт с Национальной иранской нефтяной компанией, о чем заявил президент торговой компании «Литаско» по ежемесячному экспорту на нефтеперерабатывающие предприятия северного Ирана по 100 тыс. т нефти при отгрузке нефти из портов Астрахани и Волгограда⁹⁴.

НАОЕС (дочерняя компания Министерства нефти ИРИ) построила трубопровод (70 км) Тегеран-Нека (порт на берегу Каспийского моря), что позволяет Ирану дополнительно импортировать 120 тыс. баррелей каспийской нефти в день, а после модернизации нефтепровода на севере страны его пропускная способность увеличена с 20 до 60 тыс. баррелей в день. Иранские специалисты считают, что необходимо увеличить объем спотовых поставок нефти из прикаспийских стран до 300 тыс. баррелей в сутки. Предполагается осуществлять перевалку большей части этого сырья (до 160 тыс. баррелей в сутки) в порту г. Нека (**в 2010 г.** его пропускная способность составляла 60 тыс. баррелей в сутки).

В 2003 г. между НАОС и правительством Туркменистана был подписан контракт на бурение четырех скважин на месторождении Туркменбаши (25 млн долл.). Срок реализации проекта – 18 месяцев с использованием иранской платформы «Иран-Хазар».

Иран стремится к развитию энергетического сотрудничества с Китаем. Так, **в 2007 г.** между Иранской национальной нефтяной компанией и китайской компанией СНООС был подписан меморандум о взаимопонимании по поводу использования иранских запасов природного газа, добываемого на месторождении «Южный Парс».

В 2008 г. международное сотрудничество Ирана активизировалось, переговоры между Иранской национальной газовой компанией и СНООС по данному газовому соглашению были продолжены. Китай решительно настроен на подписание этого соглашения, причем компания СНООС намеревается закупать в Иране не менее 10 млн тонн сжиженного газа⁹⁵.

15 июня 2009 г. заместитель министра нефтяной промышленности ИРИ С. Джашнсаз объявил о начале деятельности отделения НАОС в Пекине. К 2010 г. КНР являлась основным партнером Ирана в

⁹⁴ Иран ньюс. 2003. 22 января.

⁹⁵ RosInvest.Com. 2008. 4 апреля

проекте о разработке нефтяного месторождения Сев. Азадеган, стартовавшем в январе 2009 г. Китайская компания CNPC к тому времени уже преступила к бурению скважин. Ожидается, что к 2013 г. добыча на месторождении составит 75 тыс. баррелей в сутки. Стоимость контракта – 1,7 млрд долларов.

В начале июня 2009 г. Китай получил право на реализацию 11-й фазы месторождения Южный Парс, которое содержит 8% мировых запасов газа. Сумма сделки оценивается в 4,7 млрд долларов. Предполагается, что после завершения всех работ добыча составит 50 млн м³ в сутки. Кроме того, Китай также является вторым после Японии потребителем иранской нефти. В первом квартале 2009 г. КНР ежедневно покупала 484 тыс. баррелей, а к концу 2009 г. увеличила объем закупок до 750 тыс. баррелей.

В марте 2008 г. в Тегеране иранская национальная газовая компания (National Iranian Gas Export Company) подписала со швейцарской компанией Elektrizitaetsgesellschaft Laufenburg (EGL) контракт о ежегодных поставках 5,5 млрд куб. м природного газа в Швейцарию в течение 25 лет. В таком объеме газ должен поставляться с 2012 г. Общая сумма контракта составляет около 13,3 млрд долларов. Передача иранского природного газа швейцарской стороне должна была производиться на турецкой границе, а газ – поставляться по газопроводу, прокладываемому по дну Адриатического моря, и транспортироваться с иранского месторождения Южный Парс через Италию в Швейцарию. Введение газопровода в эксплуатацию было запланировано на 2010 год, но США потребовали расторжения контракта, так как в Вашингтоне полагают, что это может нарушать санкции ООН против Ирана. Однако, по заявлению пресс-секретаря EGL, активная фаза проекта все-таки начнется **в 2012 г.**⁹⁶

В 2008 г. с итальянской нефтяной компанией «Эдисон», вьетнамской нефтяной компанией «ПетроВьетнам» (подрядчик) и Иранской национальной нефтяной компанией (заказчик) были подписаны договоры об условиях проведения геологоразведочных работ на блоке «Дейер» и «Данан» (площадь территории нефтяного блока составляет 5 470 кв. км), а также с хорватской компанией INA по нефтегазовому блоку «Мугань 2», расположенному в северной части провинции Ардебиль, южнее блока «Мугань 1». Площадь блока составляет 3 230 кв. км. В ходе геологоразведочных работ подрядчик должен провести 2-х и 3-х мерную сейсморазведку на определенных территориях блока и пробурить две разведочные скважины. Общая

⁹⁶ Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России №6 2010. С.118-119.

стоимость геологоразведочных работ на этом блоке оценивается в 141 млн долларов США.

В ближайшие 10 лет Иран планирует удвоить добычу на месторождениях Аваз, Мансури и Аб-Теймур. Шестая часть иранской нефти извлекается из морских месторождений Персидского залива, какими являются Доруд-1 и 2, СапМан, Абузар, Фаразан и структура Сирри, а также Гаджаран, Марун, Аваз Банджистан, Ага Джари, Радж-и-Сафид, Парс и Биби Хаким. Кроме того, проводятся работы по повышению дебита скважин. Введена в действие крупнейшая на Ближнем Востоке установка по нагнетанию газа в нефтяные пласты на месторождении Агаджан в юго-западной провинции Хузестан, что позволяет увеличить нефтедобычу на данном месторождении до 130 тыс. барр. в сутки.

Крупнейшими газовыми месторождениями ИРИ являются шельфовые – Южный Парс⁹⁷, содержащее запасы газа 12-14 трлн м³ и 18 млрд барр. газового конденсата, и Северный Парс (находится в территориальных водах Ирана, разведанные запасы – 7 трлн м³), содержащие 50% запасов страны и 8% подтвержденных мировых запасов, континентальные – Нар-Канган, Агхар-Далан, Сархун-и-Манд, Шанул, Варуй, Хома, Табнак, Танге Биджар, Каманкух, а также два перспективных газовых поля Гольшан (на юго-востоке от города Бушер в 65 км от береговой полосы, его газ подается на завод по производству 10 млн т СПГ) и Фердоуси (в 85 км – 14 млн м³ которого идут на покрытие дефицита внутреннего потребления). Кроме того, в районе Южного Парса на глубине 1200-1400 м обнаружены запасы нефти, позволяющие ежедневно добывать 100 тыс. баррелей.

На «Южном Парсе» эксплуатируются 5 фаз месторождения, а общая глубина пробуренных на 9 фазе скважин составляет 22 тыс. 33 м, на 10 фазе начато бурение 11 скважин. Доля комплекса в общем объеме добываемого в стране природного газа составляет 24%. Всего

⁹⁷ Месторождение разрабатывается Катаром, который начал работы по освоению еще в 1982 г., и Ираном. Генеральный подрядчик 1 фазы – компания Petropars (ИРИ). Ежесуточная добыча 75 млн м³ (20 млрд м³ в год). Обустройство проекта в Персидском заливе началось в 1997 г., тогда же «Газпром» начал работать на втором и третьем блоках. В феврале 2002 г. были начаты 2 и 3 фазы разработки месторождения. Реализует проект консорциум – французская TotalElf – 40%, Petronas (Малайзия) – 30% и «Газпром» (Россия) – 30%. В 2004 г. консорциум передал National Iranian Oil Company пусковой комплекс, который включает две морские платформы с десятью скважинами каждая, два подводных газопровода протяженностью 100 км и завод в Ассалуе по сжижению газа, рассчитанный на 20 млрд м³. Всего в проекте задействовано 24 фазы. Кроме того, имеется соглашение Тегерана с Анкарой о совместной разработке данного месторождения и поставках в Турцию газа в объеме 17 млрд м³ в год. Цит. по «Нефть России» № 3 2010 г. С. 104.

здесь было добыто 45 млрд куб. м неочищенного природного газа, из которого на газоочистительных заводах № 1, 2 и 3 было получено 41 млрд м³ очищенного природного газа. Небольшая часть очищенного газа (673 млн м³) была отправлена в качестве сырья на нефтехимический комбинат «Парс», а остальная часть газа была закачена в газораспределительную сеть ИРИ. Кроме того, на комплексе «Южный Парс» был установлен своеобразный рекорд – 13,6 млн часов безаварийной работы и высоких результатов в области защиты окружающей среды и соблюдения санитарных норм.

В марте 2008 г. завершилось строительство нефтяного сектора морских сооружений нефтедобывающего промышленного комплекса «Салман», расположенного южнее островов Киш и Лаван. Победителем тендера на проведение буровых работ на месторождении «Киш» стала Иранская национальная буровая компания. В 2008 г. было запланировано бурение 12 эксплуатационных скважин на газовом месторождении «Киш», чтобы к 2011 г. довести объем добываемого на месторождении газа до 1 млрд куб. футов в сутки. Причем разработка фаз 2 и 3 месторождения позволит на каждой увеличить добычу газа на 1 млрд куб. футов в сутки. Добытый газ будет поступать по трубопроводу в порт Чарек, где ведутся работы по строительству газоочистительного комбината в три этапа одновременно с тремя фазами разработки месторождения.

13 апреля 2008 г. в Тегеране состоялась торжественная церемония подписания договора об условиях строительства «под ключ» («ЕРС – 1») газоочистительного завода 12 очереди, которая по объему инвестиций и производства является крупнейшей из всех очередей разработки морского нефтегазового месторождения «Южный Парс». В условиях экономического эмбарго все проектные и инженерно-технические работы на объектах этой очереди выполняют иранские специалисты⁹⁸.

16 марта 2008 г. в Асалуе (Бушер) состоялось подписание договора между арендатором Нефтегазовой компанией «Парс» и Инженерно-строительной компанией морских сооружений Ирана (ЮЕС) об условиях аренды сроком на пять лет двух передвижных буровых установок типа «Jack up», предназначенных для бурения опорных и эксплуатационных скважин на морских и материковых нефтегазовых месторождениях «Южный Парс», «Северный Парс», «Гольшан» и «Фердоуси»⁹⁹.

⁹⁸ Иран ньюс. 2008. 11 апреля.

⁹⁹ RosInvest.Com. 2008. 20 марта.

17 марта 2008 г. в Тегеране был подписан договор об условиях финансирования 15-16 очередей проекта разработки месторождения «Южный Парс» между нефтегазовой компанией «Парс» и иранским Банком промышленности и рудников. Следует отметить, что на газовом комплексе «Южный Парс» в среднем производится 250 тыс. т серы в год, ещё 73 тыс. т серы в год – на комбинате «Ханегиран» с вводом в эксплуатацию четвертой газоочистительной установки. Объем производства на газоочистительном комбинате «Илам» в рамках первой фазы составляет 550 т серы в сутки, причем на этом комбинате производится гранулированная сера. Пуск в эксплуатацию состоялся **19 марта 2008 г.** Проектная мощность – 7 млн куб. м очищенного природного газа в сутки.

Согласно пятилетнему плану развития к **2011 г.** Иран увеличил добычу газа с 54 до 69% от общего объема производства энергоресурсов и довел её до 120 млрд м³¹⁰⁰. К **2016 г.** по пятилетнему плану развития 2010-2015 гг. намечено довести добычу газа в Иране до 1,1 млрд м³ в сутки, а к **2018 г.**, согласно планам, Тегеран рассчитывает экспортировать 70 млрд куб. м.

ИРИ обладает колоссальным УВ-богатством в зоне Персидского залива, а каспийские нефть и газ ей необходимы для удовлетворения потребности в углеводородах в северных и центральных провинциях Ирана, где расположены крупные города Тегеран, Тебриз, Мешхед, города центральных провинций ИРИ – Исфахан, Арак, и находятся четыре большие нефтеперерабатывающие комплексы с суточным потреблением 1,6 млн баррелей нефти и годовым – около 40 млн куб. м газа. Северные регионы Ирана являются основными потребителями энергии, куда дешевле и экономичнее транспортировать нефть Каспия, чем нефть с юга Ирана на расстояние более чем в 1000 км. Кроме того, своповые обмены каспийской нефти на нефть Персидского залива выгодны Ирану, так как могут дать ему валютный годовой доход около 1 млрд долларов США за перевод 3 млн баррелей нефти в сутки и 500 млн долларов за перевод 50 млрд м³ газа в год¹⁰¹.

1 декабря 2009 г. правительство ИРИ утвердило план модернизации всех девяти нефтеперерабатывающих заводов к 2012 г. и введение в эксплуатацию еще семи новых НПЗ. В итоге нефтеперерабатывающие мощности Ирана увеличатся чуть ли не вдвое и достигнут 2,9 баррелей в сутки. Среди проектов особо следует выделить Хузестан и Ормуз по использованию сверхтяжелой нефти, НПЗ в Бендер-

¹⁰⁰ Джидди В. Газовая целина Персидского залива ждет освоения // Мировая энергетика. 2008. № 2 (50). С. 70.

¹⁰¹ Patrick Clawson. Iran and Caspian Basin oil and gas // Perception. December 1997 – February 1998. P. 18.

Аббасе, Керманшах-2, НПЗ «Шехрияр» (мощностью 150 тыс. барр. в сутки) в районе г. Тебриз, по соседству с уже существующим Тебризским НПЗ, два новых нефтехимических проекта объемом капиталовложений в 1 млрд долларов в провинции Бушер: в районе города Генаве – завод по производству этилена (540 тыс. тонн в год) и комбинат по выпуску полимеров (300 тыс. тонн в год) возле города Дештестан, а также реконструкцию завода в Лаване. 25 июня 2009 г. вступил в строй нефтехимический комбинат «Мехран» мощностью 300 тыс. т полиэтилена в год в особой экономической зоне Южный Парс. 40% его акций принадлежат Иранской национальной компании нефтехимической промышленности, 48% – из Таиланда и 12% – из Японии.

Кроме того, НИОС участвует в возведении НПЗ в Малайзии (мощностью 250 тыс. баррелей в сутки), Сингапуре (мощностью 75 тыс. баррелей в сутки), Индонезии (мощностью 300 тыс. баррелей в сутки), Китае (300 тыс. барр.) и Сирии (140 тыс. барр.)¹⁰².

Активно развивается сотрудничество ИРИ в нефтегазовой сфере с прикаспийскими странами СНГ. Так, **в 1996 г.** Иран и Казахстан подписали соглашение по поставкам из Казахстана в северные районы Ирана 2 млн т (15 млн баррелей) сырой нефти и отгрузке из Ирана нефти для Казахстана на мировые рынки. В 1997 г. выполнение этого соглашения было приостановлено, когда иранские нефтеперерабатывающие предприятия отказались принимать казахстанскую нефть по причине её качественных характеристик. **В 2002 г.** Казахстан возобновил поставки нефти в Иран по сделкам СВОП.

В 2002 г. казахстанский экспорт в Иран в среднем составлял 20 тыс. баррелей нефти в день. **В 2004 г.** Казахстан увеличил экспорт нефти в ИРИ до 500 тыс. баррелей в день по СВОП-сделкам. Увеличение объемов экспорта стало возможно после соединения трубопровода из северных районов Ирана с Персидским заливом. Иран инвестировал 450 млн долларов США в строительство трубопровода и модернизацию нефтеперерабатывающих предприятий в Тегеране и в Тебризе, получающих нефть из Казахстана.

В 2002 г. французская нефтегазовая компания «TotalFinaElf», которая входит в состав группы «Agip North Caspian Operating Co.» и которая разведала большие запасы нефти на месторождении «Кашаган» в казахском секторе Каспийского моря, представила правительству Казахстана технико-экономический доклад (ТЭД) о целесообразности строительства нефтепровода для экспорта нефти из

¹⁰² Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России № 6 2010. С. 116.

западного Казахстана через территорию Туркменистана в Иран протяженностью около 1500 км.¹⁰³

В 2003 г. Иран, Казахстан и Туркменистан изучили технико-экономическую целесообразность транспортировки нефти из района западного Казахстана в Иран через территорию Туркменистана по маршруту протяженностью 1500 км. Компания «TotalFinaElf SA» выполнила инженеринговые работы по проекту этого нефтепровода. Кроме того, японские компании проявили интерес к этому проекту. В соответствии с технико-экономическими расчетами указанный нефтепровод экономически целесообразен при транспортном тарифе 11 долл. США за тонну (1,5 долл. США за баррель), что ниже тарифа 27 долл. США за тонну Каспийского Нефтепроводного Консорциума, поставляющего нефть с месторождения «Тенгиз» в Казахстане в порт Новороссийск на Черном море¹⁰⁴.

Следует также отметить, что Иран занимает удачное расположение для прокладки маршрутов прокачки нефти, более дешевых по сравнению с другими вариантами транспортировки. К примеру, стоимость транспортируемой через Иран каспийской нефти не превышает 12-15 долл. за баррель с тенденцией дальнейшего снижения. По мнению старшего советника Министерства нефти ИРИ К. Ардебилли, экспортеры могут экономить по доллару на каждом барреле, транспортируемом по иранским нефтепроводам¹⁰⁵. Однако сдерживающим фактором являются санкции, наложенные на Иран США в августе 1996 и 1997 гг. (т.н. ILSA)¹⁰⁶ и принятый в США закон АМАТО, по которому даже неамериканские компании могут быть подвергнуты санкциям, если их инвестиции в нефтяной отрасли ИРИ составят 40 млн долл. и более.

Иранская сторона всегда подчеркивала привлекательность и рентабельность транспортировки каспийской нефти через свою территорию: «Иранский маршрут, с точки зрения экономического критерия, является оптимальным маршрутом экспорта нефти и газа из бассейна Каспийского моря, близость Ирана к которому дает возможность перевозить значительное количество нефти и газа региона за короткое время. Эта цифра может быть на начальном этапе

¹⁰³ Иран ньюс. 2002. 30 ноября.

¹⁰⁴ Иран ньюс. 2003. 8 февраля.

¹⁰⁵ По мнению того же источника, транспортировка по БТД будет дороже на 4 доллара за каждый баррель.

¹⁰⁶ В мае 1998 г. администрацией Белого дома сделала уточнение, что наложенные Конгрессом санкции ILSA не распространяются на прокладку нефте- и газопроводов через территорию Ирана.

доведена до 200 000 барр. нефти в сутки и дойти на четвертом этапе до потолка – в 1,7 млн баррелей в сутки»¹⁰⁷.

Расходы на прокачку нефти и газа через Иран намного меньше через другие возможные маршруты, так как ИРИ имеет необходимую инфраструктуру и коммуникации, поэтому себестоимость прокачки каждого барреля нефти на 60 центов дешевле других сухопутных маршрутов (цена от 5 до 8 долларов) и на 1,5 доллара меньше по сравнению с проектом линии по дну Каспийского моря¹⁰⁸.

При выборе маршрута транспортировки нефти через Иран возможно использование четырёх направлений нефтепроводов: 1 – через Тебриз (120 тыс. баррелей в день), 2 – Тегеран (250 тыс. баррелей в день), 3 – Арак (130 тыс. баррелей в день) и 4 – Исфахан (220 тыс. баррелей в день).

Уже в 2002 г. НОЕС на 50% завершила строительство 32 дюймового трубопровода Сари-Намруд, что позволило при интеграции в существующую систему иранских нефтепроводов доставлять уже с 2003 г. высокосернистую казахстанскую и туркменскую нефть на НПЗ Тебриза и Тегерана, при возможном увеличении в дальнейшем пропускной способности этого участка до 370, а затем до 500-700 тыс. баррелей в день¹⁰⁹.

Тегеран активно стремится решить и свою газовую проблему. К примеру, уже в 1997 г. Туркменистан, ИРИ и Турция подписали соглашение с Shell о подготовке технико-экономического обоснования (ТЭО) строительства газопровода для туркменского газа через территорию Ирана в Турцию стоимостью около 4 млрд долл., но в феврале 1999 г. компании General Electric и Bechtel подписали протокол намерений о сотрудничестве в реализации проекта строительства газопровода из Туркмении в Турцию в обход Ирана по дну Каспийского моря (2,5 млрд долл.) с пропускной способностью свыше 1 трлн куб. футов газа.

В 1997 г. в Западном Туркменистане был сооружен газопровод Корпедже – Курткуй пропускной способностью 8 млрд м³ с возможностью ее увеличения до 14 млрд куб. м и в 1998 г. туркмено-иранский газопровод протяженностью в 200 км вступил в строй. Его строительство на 80% было профинансировано Ираном, который в 1999 г. подвел свой газопровод к турецкой границе, но преодолеть ее не сумел, так как не была построена газоизмерительная станция.

¹⁰⁷ Stauffer Thomas R. The Economic Attraction of Exporting Central Asian Energy through Iran. Silk Road. Vol. 1, 1997. №1. October. P.4.

¹⁰⁸ Там же.

¹⁰⁹ Хагхани М. Иранский коридор для каспийской нефти // Нефтегазовая вертикаль. 2002. № 13(80), август. С. 57.

После подписания в **2003-04 гг.** 20-летнего соглашения о закупках газа у Туркменистана Иран стал направлять газ в Турцию. Но в конце 2007 г. Туркмения прекратила поставки в Иран, что было вызвано, с одной стороны – техническими проблемами из-за ремонтных работ на газопроводе Корпедже-Курдкуй, с другой – стремлением Ашхабада повысить цену за газ для Тегерана с 75 до 140 долларов за 1 тыс. м³ по цене 75 долларов.

Иран импортировал туркменский газ для нужд своих северных территорий в объеме 7-8 млрд кубометров в год (по 2007 г.). По этой цене Туркмения обязывалась поставлять Тегерану от 8 до 14 млрд м³ в течение 25 лет по договору, подписанному в 2007 г. Президентами Туркмении и Ирана.

В середине ноября **2009 г.** концерн «Туркменгаз» закончил сооружение Довлетобад-Салып Яп-Серакс-Хангеран протяженностью 30 км и мощностью 12 млрд м³, соединивший ИРИ и Туркменистан. С учетом действующей ветки Корпедже-Курдкуй (8 млрд м³) Туркменистан в ближайшее время доведет поставки газа в Иран до 14 млрд м³, а в перспективе – 20 млрд м³ в год. **В 2010 г.** импорт Ираном газа из Туркменистана составил более 20 млн куб. м в сутки и ведутся переговоры об увеличении этих поставок. Тогда же в 2010 г. поставки газа Ираном в Турцию составляли в среднем 15 млн м³ в сутки с возможным увеличением объема до 25 млн м³.

Говоря о других иранских газовых проектах, следует отметить активное сотрудничество ИРИ с Арменией. **В 2010 г.** Иран поставлял в Армению 1,6-1,7 млн м³ газа в сутки, что соответствует 33% общего потребления газа в стране. **К 2021 г.** объем прокачки может быть увеличен до 2,3 млрд м³ газа в год. При выходе магистрали на полную пропускную способность (3-3,5 млн м³ в сутки) доля иранского газа может достичь 50%.

Для реализации проекта газопровода Иран-Армения на территории Армении был построен газопровод диаметром 700 мм протяженностью 228 км и проведена реконструкция отдельных участков существующих газопроводов протяженностью около 102 км, участвующих в транспортировке иранского газа. На территории Ирана – было выполнено строительство участка газопровода диаметром 30 дюймов протяженностью около 100 км из района г. Тебриз до границы Ирана с Арменией в район г. Мегри.

Генеральное направление трассы газопровода прошло с юга на северо-запад Республики Армения. Трасса газопровода расположена в основном в горной и высокогорной местности, проходит в сложных горно-геологических условиях с сильно пересеченным и труднопроходимым рельефом, в сейсмически активной зоне. Отметки высот

газопровода колеблются от 520 м (район Мегри) до 3014 м (участок Каджаран – Сисиан) над уровнем моря. По сложности трасса отнесена к высшей категории трудности.

Фактическая протяженность газопровода по участкам составила:

I участок: Мегри – Каджаран – 39,7 км;

II участок общей протяженностью 188,4 км, в том числе: Каджаран – Сисиан – 50,4 км, Ангехакот – Джермук – 44,5 км и Джермук – Арарат – 93,5 км.

Оплата за поставляемый из Ирана газ производится по принципу «газ в обмен на электроэнергию» – встречными поставками электроэнергии из Армении в Иран. Газопровод Иран-Армения расширил ресурсную базу поставок природного газа и создал второй технологический вход в Республику Армению.

Активно развивается энергетическое сотрудничество Ирана с Азербайджаном. **В 2008 г.** согласно заключенному контракту на поставку 30 млн куб. метров Государственная нефтяная компания Азербайджана (ГНКАР) начала экспортировать газ в Иран по цене 300 долларов за 1 тыс. м³. Кстати, Ирану принадлежит 10% акций газового бассейна Шах-Дениз в Республике Азербайджан.

11 ноября 2009 г. в Баку был подписан меморандум о взаимопонимании между ГНКАР и НИОС о проработке вопроса по прямой транспортировке азербайджанского газа в Иран **с 2010 г.** в объеме 150 млн м³ в год по трубопроводу Баку-Астара-Бинд-Бианд. С учетом соглашения Ирана с Азербайджаном и Арменией по схеме спотовых поставок 1 млрд м³ газа в Нахичеванскую Республику, общий экспорт азербайджанского газа в Иран может составить 500 млн м³ в год¹¹⁰.

Но существует и проблема спорных месторождений блока Араз-Алов-Шарг и структур Савалан-Далга-Лерик-Дениз-Джануб в Каспийском море. Следует отметить, что предполагаемые запасы по блоку Араз-Алов-Шарг – 1 трлн тонн условного топлива, а запасы структур Савалан-Далга-Лерик-Дениз-Джануб оцениваются в 100-120 млн тонн нефти¹¹¹.

НИОС планирует **в 2011 г.** приступить к разведочным работам на месторождении Алов, так как Тегеран и Баку подписали соглашение о долевом разделе сырья, добытого в этом секторе. Оператором проекта освоения месторождения Алов является ВР (15%), в нем также

¹¹⁰ Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России № 6 2010. С. 118.

¹¹¹ Фикирли А. Азербайджанский нефтяной бум откладывается // Нефтегазовая вертикаль. 2001. № 13. С. 67.

принимают участие Statoil – 15%, ГНКАР (Азербайджан) – 40%, Exxon Mobil – 15%, ТРАО (Турция) – 10% и Alberta Energy (Канада) – 5%.

На шельфе Южного Каспия, геологические запасы которого оцениваются в 5 млрд т у. т. Иран уже провел большой объем сейсмических исследований и приступил к бурению разведочных скважин. Так, Северная буровая компания Ирана *в феврале 2010 г.* начала в точке моря глубиной 850 м бурение первой разведочной скважины на Южном Каспии с использованием плавучей полупогружной буровой установки «Амир Кабир».

В мае 2009 г. президенты ИРИ и Пакистана М. Ахмадинежад и Азиб Али Зардари заключили соглашение о строительстве газопровода от Южного Парса до пакистанского г. Навабшах. Протяженность иранского участка составит около 1,1 тыс. км, пакистанского – свыше 1 тыс. км. Сооружение трубопровода началось в сентябре 2009 г., а завершение работ было запланировано на июнь – сентябрь 2014 г. Подписанный договор является частью проекта – по созданию магистрали *Иран – Пакистан – Индия* мощностью до 55 млрд куб. м в год (из них 62,5% предназначается для Индии и 37,5% – Пакистана). Протяженность индийского участка трубопровода составит около 600 км, а стоимость проекта оценивается в 7-8 млрд долларов.¹¹²

«Газпром» также подтвердил свою заинтересованность в участии в строительстве и эксплуатации газопровода из Ирана в Индию через Пакистан¹¹³. Следует отметить, что Компания нефти и природного газа Индии и известная индийская промышленная группа «Хендиджан» создали консорциум для совместной разработки иранских нефтегазовых месторождений с подписанием договора об условиях долевого участия в апреле 2008 г.

Однако иранские интересы не ограничиваются только нефтью и газом. Значительны планы Ирана по сотрудничеству в области транспортных коммуникаций. Уже в 1997 г. Министерствами транспорта России и Ирана были подписаны документы по перспективным программам¹¹⁴: обустройства маршрутов Север – Юг (Хельсинки–Москва–Волгоград–Астрахань–Энзели-Наушар–Бендер–Аббас); строительства обводной автомагистрали вокруг Каспия; совместного судоходства на Каспии с обустройством портов

¹¹² Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России № 6 2010. С. 119.

¹¹³ Добыча газа в Пакистане в 2009 г. составляла 122 млн куб. м в сутки, а к 2015 г. из-за сокращения запасов и падения добычи вдвое дефицит газа в Пакистане может составить 300 млн куб. м газа в сутки. Как альтернативу строительству газопровода Иран-Пакистан-Индия власти Пакистана в 2009 г. рассматривали импорт СПГ из Катара. Цит. по: Oil & Gas Journal Russia. Май 2009. С. 7.

¹¹⁴ Независимая газета. 1997. 24 марта. С. 4.

Астрахани и Наушара, а также Оля¹¹⁵ и Энзели. Транспортным коммуникациям было посвящено и одно из новых соглашений, подписанных 29 сентября 2014 г. на встрече глав прикаспийских государств в Астрахани.

Санкции против Ирана

США, ряд других стран Запада и Израиль подозревают Иран в разработке ядерного оружия под прикрытием программы мирного атома и ввели против него экономические санкции с **01.07.2012 г.** Тегеран не отрицает, что обогащает уран до 20%, однако заявляет, что его атомная программа направлена исключительно на удовлетворение потребностей страны в электроэнергии.

В конце ноября 2012 г. Конгресс США единогласно принял новый пакет экономических санкций против Тегерана. В декабре власти США решили оштрафовать британские банки HSBC на \$1,9 млрд и Standard Chartered – на \$327 млн за то, что они нарушали санкции, работая с клиентами из Ирана. По данным департамента финансовых услуг штата Нью-Йорк, Standard Chartered занимался нелегальными операциями с этой страной на протяжении почти 10 лет.

В декабре 2012 г. Администрация США ввела санкции в отношении ряда юридических и частных лиц Ирана, которым инкриминируется нарушение режима нераспространения ядерных вооружений. Санкции распространены на компании «САД импорт экспорт», «Кемикал индастриз энд девелопмент», «Марин индастриз организейшн» (ДИО) и ее руководителя Мустафу Эсбати, а также на «Дустан интернэшнл компании». Первые три концерна обвиняются в связях с одним из подразделений министерства обороны Ирана, которое было внесено в «черный список» в 2007 г. за участие в развитии ядерной программы Тегерана. Кроме того, как подчеркивается в заявлении Минфина, одна из этих компаний «оказывала помощь режиму президента Сирии Башара Асада в подавлении» волнений в САР. Что же касается «Дустан интернэшнл компании», то она уличена в контактах с Аэрокосмической организацией Ирана, которую США считают «распространителем оружия массового уничтожения»¹¹⁶.

Введение санкций означало запрет для американцев на любые контакты с попавшими в «черный список» структурами и частными лицами. Кроме того, замораживались принадлежащие им активы, которые могут оказаться под юрисдикцией США.

¹¹⁵ Один из причалов п.Оля был сооружен иранской компанией «Тайд вотор».

¹¹⁶ http://www.iran.ru/news/politics/84882/SShA_vveli_sankcii_v_otnoshenii_yuridicheskikh_i_chastnyh_lic_Irana

Экономическое воздействие санкций

Основными покупателями иранской нефти выступают страны АТР (преимущественно Индия, КНР, которая закупает около 20% от иранских поставок нефти, а также Япония и Республика Корея), в меньшей степени западноевропейские государства (Испания, Италия, Греция) и ЮАР. При этом в последние годы отмечается стабильное увеличение удельного веса экспорта в АТР при сокращении его в Западную Европу. Среднегодовые поставки нефти из Ирана в страны ЕС составляют порядка 600 тыс. барр./день.

Эксперты считают, что самыми действенными из санкций США и ЕС против Ирана можно считать не принятые ограничения на импорт нефти, а следующие два решения:

1. Замораживание участия Ирана в выполнении транзакционных сделок с иранскими банками и в системе SWIFT. В результате Иран фактически лишился возможности закупать доллары США у международных финансовых организаций и банков, что сократило поток иностранной валюты в страну и ограничило импорт товаров первой необходимости.

2. Почти все международные страховые компании отказались застраховать танкеры с иранской нефтью, что значительно (почти на 30%) сократило объемы экспорта иранской нефти. Суть проблемы в том, что даже те государства, которые не поддержали международные санкции против Ирана, вынуждены были ограничить закупки иранской нефти, поскольку ее транспортировка не застрахована, и в случае любой форс-мажорной ситуации покупатель может потерять весь товар и выплаченные за него деньги.

В результате применения этих санкций сократилась прибыль, получаемая Ираном от экспорта нефти, с другой – эта прибыль, как правило, в валюте государств, закупающих иранское сырье. Как следствие, Иран вынужден обеспечить свой импорт у тех государств, которые покупают иранскую нефть, что вносит серьезные ограничения в ассортимент импортируемых товаров. К примеру, если раньше основным источником импорта пшеницы была Канада, то из-за санкций Тегеран был вынужден искать новые источники зерна в тех государствах, которые покупают иранскую нефть.

Страны Евросоюза в 2012 г. ввели эмбарго на импорт иранской нефти, которое вступило в силу 1 июля 2012 г. Свои действия страны ЕС объяснили тем, что они хотят заставить Тегеран отказаться от ядерных амбиций. Аналогичный пакет мер против Тегерана ранее ввёл Вашингтон. В ответ Тегеран предпринимает серьезные шаги для урегулирования экономической ситуации в стране. Самые важные из них:

– иранское правительство в сентябре-октябре 2012 г. де-факто ликвидировало монополию Национальной нефтяной компании Ирана на экспорт нефти и дало формируемым «кооперативам» право экспортировать нефть независимо от компании, не сообщая о направлениях экспорта.

– решением Центрального банка Ирана Национальной нефтяной компании ИРИ было предоставлено \$5 млрд для создания иранского национального фонда страхования экспорта нефти.

–Иран начал искать новых союзников и партнеров, которые могут помочь решить экономические проблемы. Тегерану в этом вопросе начала активно помогать Индия, которая в октябре 2012 г. согласовала вопрос поставок Ирану пшеницы по специальной цене. Индия также направила свои нефтеперерабатывающие мощности на переработку сырой иранской нефти, которая бартерным методом «бензин в обмен на нефть» будет реэкспортироваться в Иран.

Однако не менее важны также шаги Индии, направленные на реализацию крупных совместных проектов с Ираном. Самый дорогостоящий из них – строительство железной дороги от Персидского залива до Афганистана, общая стоимость которого оценивается примерно в 10 млрд долларов.

Россия выступила за политико-дипломатическое урегулирование иранской ядерной проблемы и считает, что у этого пути нет альтернативы. Односторонние санкции, введенные США и другими странами в отношении Тегерана, подрывают международные усилия по урегулированию ситуации вокруг иранского «ядерного досье». Такая точка зрения была высказана постоянным представителем РФ при ООН В. Чуркиным на открытом заседании Совета Безопасности, посвященном выполнению санкций, введенных в отношении Исламской Республики *14 декабря 2012 г.*

«Россия не считает применение санкций против Ирана эффективным способом решения проблемы и уверена в необходимости наращивания дипломатических усилий в решении иранской проблемы»¹¹⁷ – было озвучено пресс-секретарем президента РФ Д. Песковым. – «Мы не верим, что санкции могут быть лучшим способом решения проблем на международной арене. Мы несколько раз становились свидетелями того, когда санкции не являлись препятствием для обострения обстановки, но наносили серьезный ущерб гражданскому населению, людям, делали их жизнь невыносимой. Санкции не всегда лучший путь», – сказал Песков в интервью американскому изданию *National Interest* 25 января 2013 г.

¹¹⁷ Песков: санкции являются неэффективным способом решения проблемы Ирана.

Восточные маршруты транспортировки российских углеводородов ¹¹⁸. Глава 5 в монографии «Комплексная характеристика энергетической ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.)». С. 199-217.

Одним из компонентов международной кооперации в рамках энергетического сотрудничества в Северо-Восточной Азии является экспорт российских энергоносителей. В настоящее время рассматривается и реализуется несколько проектов по экспорту сырья в страны СВА из России. Важнейшими из них являются добычные проекты на шельфе Сахалина, проекты поставок газа и нефти из Восточной Сибири и Якутии в Китай, Республику Корея и Японию. В перспективе доля этих стран будет стабильно увеличиваться в структуре экспорта энергоресурсов из Российской Федерации.

По мере реализации проектов по освоению топливно-энергетических ресурсов Сибири и Дальнего Востока страны СВА и АТР могут стать крупными рынками сбыта нефти, нефтепродуктов и природного газа из России ¹¹⁹. Дальнейшее развитие получит вся система транспортировки нефти и газа. По оценкам Министерства энергетики России, к 2020 г. мощность экспортных нефтепроводов и терминалов России составит 433 млн тонн в год.

Крупнейшей российской государственной компанией по транспортировке нефти является «Транснефть», крупнейшая в мире нефтепроводная компания (учреждена в соответствии с указом Президента Российской Федерации № 1403 от 17 ноября 1992 г., правопреемница Главного производственного управления по транспортировке и поставкам нефти (Главтраснефть) Миннефтепрома СССР)).

Проблема коммуникаций – одна из важнейших проблем транспортировки углеводородов. Она включает два основных момента: затраты на реализацию проекта и гарантии безопасности. Главными характеристиками маршрута являются *пропускная способность*,

¹¹⁸ Историческая часть раздела (по 2012 г. включительно) была подготовлена проф. Рубан Л.С., руководителем международного проекта «Диалоговое партнерство как фактор стабильности и интеграции» совместно с Департаментом внешнеэкономических отношений «ОАО «АК Транснефть» и опубликована в 2012 г. и 2013 г. в монографии «Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках)» / под ред. Рубан Л.С. М: Academia, 2013. С. 255-261. Современная часть раздела подготовлена проф. Рубан Л.С.

¹¹⁹ Юсуфов И.Х. ТЭК станет локомотивом экономики России // Мировая энергетическая политика. <http://www.ebiblioteka.ru/sources/article.jsp?id=4737545>

стоимость строительства или модернизации, но в первую очередь, **безопасность транспортировки**.

Восточное направление экспорта российских углеводородов получило развитие благодаря проекту Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Маршрут этого восточного экспортного трубопровода корректировался в течение ряда лет. Сначала маршрут планировался из Ангарска в Дацин мощностью 30 млн т, потом – из Ангарска в Находку мощностью 50 млн т.

31 декабря 2004 г. было подписано Распоряжение Правительства РФ от № 1737-р «О проектировании и строительстве трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Утверждённым Минпромэнерго России графиком от 16 декабря 2005 г. предусматривалось проектирование и строительство линейной части (включая нефтеперекачивающие станции) I-го этапа трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» по маршруту Тайшет–Казачинское–Тында–Сковородино протяженностью 2284 км и 6 нефтеперекачивающих станций с вводом объектов в эксплуатацию в 2008 г.

В апреле 2006 г. в Томске на совещании под председательством Президента России Путина В.В. было решено отодвинуть нефтепровод от озера Байкал. Компанией «Транснефть» выполнила работы по выносу трассы ВСТО за пределы водосборной территории Байкала, что повлекло за собой изменение регионов прохождения трассы нефтепровода по территориям субъектов РФ (были исключены Читинская область, Республика Бурятия и добавлена Республика Саха (Якутия)). Протяженность трассы увеличилась на 410 км, потребовалось строительство дополнительной (седьмой) нефтеперекачивающей станции (НПС). С учётом расширения общая протяженность первой очереди нефтепровода от Тайшета до Сковородино составила 2694 км, при этом минимальная удаленность новой трассы от Байкала насчитывает 400 км (против первоначально запланированных не более 1 км).

Трубопровод прошел вдоль левого берега р. Лены от Усть-Кута в Иркутской области, до Талаканского месторождения в Республике Саха (Якутия), далее до Тынды в Амурской области в сложных инженерно-геологические условия строительства (переходы через крупные реки Ангару, Алдан, Лену, Усть-Илимское водохранилище, сейсмоопасность, отсутствие транспортной инфраструктуры и т.д.).

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан-1 включает участок от Тайшета (Иркутская область) к нефтяным терминалам в Сковородино (Амурская область) протяженностью 2694 км, мощностью – 30 млн тонн нефти в год, семь нефтеперекачивающих

станций (НПС) и спецморнефтепорт «Козьмино» в Приморском крае (в первоначальном варианте бухта Перевозная)¹²⁰.

Кроме того, в 2006 г. был запущен нефтепровод Чайво–Де-Кастри, береговой комплекс и экспортный нефтяной терминал в порту Де-Кастри, откуда в октябре 2006 г. начался экспорт нефти в Южную Корею и Японию, а в дальнейшем поставки осуществлялись также в Индию, Китай и США.

В апреле 2006 г. «Транснефть» приступила к строительству нефтепровода со стороны Тайшета. В 2008 г. в Сковородино был построен нефтеналивной терминал с железнодорожной эстакадой для перевалки сырья. В октябре 2008 г. был введён в эксплуатацию в реверсном режиме участок ВСТО-1 НПС «Талакан» – ГНПС «Тайшет». В результате этого запуска в Восточной Сибири и Республике Саха пошло быстрое наращивание добычи нефти. В 2008 г. здесь было извлечено около 1,4 млн т, из них свыше 0,8 млн т пришлось на крупнейшие Талаканское и Верхнечонское месторождения.

В декабре 2009 г. трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан-1» был введен в эксплуатацию, а 27 апреля 2009 г. прошла торжественная церемония сварки первого стыка российского участка ответвления от нефтепровода ВСТО на Китай (от НПС «Сковородино» до российско-китайской границы) протяженностью около 63 км. 18 мая 2009 г. к строительству отвода от ВСТО на своей территории в провинции Хэйлунцзян приступила КНР. Общая длина трубопроводной системы Сковородино – Дацин составила почти 1000 км.

Этапы реализации второй очереди проекта были соотнесены с программой освоения залежей углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Для загрузки трубопровода используется не только западносибирская нефть «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа», но и нефть с восточносибирских месторождений. Первым к ВСТО было подключено ближайшее к нему и самое крупное Талаканское месторождение.

Эксплуатацию ВСТО начали еще до завершения строительства первой очереди. Так, пусковой комплекс Усть-Кут–Талакан до прокладки остальных участков запустили в реверсном режиме. Для его загрузки к нему было также подключено крупнейшее в Иркутской области Верхнечонское месторождение.

¹²⁰ Первоначальный проект терминала в мелководной и открытой бухте Перевозная был отвергнут Ростехнадзором, так как в этом случае нефтепровод проходил бы через заказник «Барсовый» и заповедник «Кедровая падь» – единственное место обитания дальневосточного леопарда, находящегося на грани исчезновения, и в случае аварийного разлива нефти это привело бы к загрязнению акватории Дальневосточного морского заповедника, который находится в 30 км от нее.

28 декабря 2009 г. была введена в эксплуатацию первая очередь трубопроводной системы ВСТО – мощность которой составила 30 млн т. Из них 15 млн т поступали в порт Козьмино, а другие 15 млн т – по ответвлению от ВСТО – в Китай. На первом этапе сибирская нефть из Сковородино в Приморский край доставлялась по железной дороге до морского порта Козьмино, строительство которого было закончено в начале октября 2009 г., а 22 октября 2009 г. сюда прибыл первый железнодорожный состав с восточносибирской нефтью, которая далее пошла танкерами в страны АТР. С 2010 г. география поставок смеси ВСТО из порта Козьмино расширилась: танкеры шли в США, Японию, Китай, Южную Корею, Таиланд, Филиппины, Сингапур, Тайвань, Индонезию.

В 2014 г. из дальневосточного терминала «Транснефти» было экспортировано 24,9 млн т нефти сорта ВСТО (ESPO). Основными получателями стали: Япония – 8,9 млн т (36%), Китай 5,9 млн т (24%), Республика Корея – 3,7 млн т (15%). Также нефть отгружалась в направлении Малайзии, Таиланда, Филиппин, Сингапура, Новой Зеландии, Тайваня, США и Индонезии¹²¹. В марте 2015 г. Япония получала 30%, Китай – 25%, Южная Корея – 17%. Остальные объемы распределились между Малайзией, Сингапуром и Индонезией.

29 августа 2010 г. председатель правительства России Путин В.В. посетил Сковородино и принял участие в церемонии завершения строительства российской части системы Сковородино – Мохэ – отвода от ТС ВСТО до границы с Китаем, которая прошла на НПС №21 «Сковородино» Нерюнгринского РНУ ООО «Востокнефтепровод». 27 сентября 2010 г. в ходе визита российского Президента в Китай после завершения переговоров Медведев Д.А. и Председатель Госсовета КНР Ху Цзиньтао приняли участие в торжественной церемонии завершения строительства нефтепровода Россия–Китай.

14 января 2010 г. ОАО «АК «Транснефть» приступила к сварке труб в рамках реализации ВСТО-2, а 26 октября 2011 г. был торжественно введен в эксплуатацию нефтепровод «Пурпе–Самотлор» протяженностью 430 км и мощностью 25 млн т, что позволило перенаправить нефть с месторождений Западной Сибири в направлении ВСТО.

¹²¹ 25.03.15 Сроки окупаемости ВСТО будут меньше первоначальных. <http://www.neftrtrans.ru/majornews/sroki-okupaemosti-vsto-budut-menshe-pervonachalnykh.html>

Восточная Сибирь – Тихий океан-2

Трубопроводная система ВСТО-2 включала строительство 2046 км линейной части трубопровода от Сковородино до СМНП Козьмино, 8 НПС, расширение НПС «Сковородино», СМНП «Козьмино», чтобы обеспечить мощность трубопровода до 30 млн т нефти в год. Всего при полном развитии проекта на трассе будет работать 41 нефтеперекачивающая станция.

Вторая очередь ВСТО – от Сковородино до Козьмино стартовала 4 марта 2010 г. и была завершена в 2014 г. На первом этапе труба заполнялась западносибирской нефтью, на втором – нефтью восточносибирских месторождений, в первую очередь, Верхнечонского, Талаканского, Чаяндинского и др., причем с Верхнечонского и Талаканского месторождений уже в 2009 г. в объемах промышленной добычи был прокачен первый миллион тонн нефти.

Верхнечонское месторождение – самое крупное в Иркутской области было открыто в 1978 г. Извлекаемые запасы составляют 201,6 млн тонн нефти и 95,5 млрд куб. м газа. Оператор проекта и держатель лицензии – ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ). Крупнейший акционер – ТНК-ВР (62,7%), «Роснефть» – 25,9%, 11,9% акций принадлежат «Восточно-Сибирской газовой компании». Трасса трубопровода ВСТО проходит в 120 км от месторождения. ВЧНГ построил постоянно действующий нефтепровод до Талаканского месторождения для приёма восточносибирской нефти в трубопроводную систему ВСТО. С вводом в эксплуатацию автомобильной дороги Верхне-чонское месторождение – Талаканское месторождение между ними было налажено круглогодичное транспортное сообщение.

Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское – это нефтегазоконденсатные месторождения. Запасы Талаканского месторождения оцениваются в 130 млн т нефти, а Чаяндинского месторождения – более чем в 1,2 млрд куб. м газа и 70 млн т конденсата и нефти. В Эвенкии расположены 1/3 всех запасов Восточной Сибири, предварительно оцениваемых почти в 500 млн т¹²². Таким образом, у России есть потенциал для восточного УВ-экспорта.

В заполнении трубы основной вклад делает государственная компания «Роснефть», лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Компания включена в перечень стратегических предприятий России.

¹²² Кирюхин Л.Г. Проблемы освоения углеводородных ресурсов Сибири и Дальнего Востока и восточный вектор экспорта нефти и газа. Доклад // Материалы 5-го Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI веке». 6 апреля 2007 г.

Деятельность «Роснефти» в секторе разведки и добычи охватывает все основные нефтегазоносные провинции России: Западную Сибирь, Южную и Центральную Россию, Тимано-Печору, Восточную Сибирь, Дальний Восток, шельфы РФ, в том числе Арктический. За рубежом компания работает в Беларуси, Украине, Казахстане, Туркменистане, Китае, Вьетнаме, Монголии, Германии, Италии, Норвегии, Алжире, Бразилии, Венесуэле и ОАЭ, на территории Канады и США (Мексиканский залив).

21 марта 2013 г. завершилась грандиозная сделка по покупке «Роснефтью» 100% российско-британской компании ТНК-ВР. По мнению российских экспертов, с помощью этой сделки «Роснефть» не только увеличила запасы и объемы добываемой нефти, но также может улучшить качество ее переработки и расширить сбытовую сеть нефтепродуктов. После сделки «Роснефть» стала крупнейшей нефтяной компанией в мире с доказанными запасами более 27,5 млрд барр. н.э. по стандартам SEC (или 37 млрд барр. н.э. по стандартам PRMS), что на 10% больше уровня ExxonMobil¹²³.

ОАО «НК «Роснефть» занимает лидирующие позиции в освоении российского континентального шельфа. В 2013 г. компания совместно с партнёрами выполнила беспрецедентную программу геологоразведочных работ на шельфовых участках, включая 32,5 тыс. пог. км сеймики 2D и 2,6 тыс. кв. км сеймики 3D, инженерно-геологические изыскания по подготовке 12 площадок для поискового бурения, а также приобрела 19 новых лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу УВ-сырья на участках арктического шельфа, Охотского и южных морей.

«Роснефть» имеет 46 лицензий на разработку российского шельфа с совокупным объёмом ресурсов углеводородов, превышающим 43 млрд т н.э.

За 2013 г. «Роснефть» заметно увеличила свою активность в зарубежных проектах. Заключение в июне 2013 г. долгосрочное соглашение с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC) о поставке нефти сроком на 25 лет на общую сумму 270 млрд долларов США стало беспрецедентным для мирового бизнеса. Контрактом была предусмотрена поставка нефти общим объёмом 365 млн тонн в течение 25 лет: 325 млн т нефти по ответвлению нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) Сковородино – Мохе и тем же маршрутом – 35 млн т нефти на Тяньцзинский НПЗ. 10 ноября 2014 г. Россия и КНР согласовали дополнительную поставку нефти в объёме 5 млн т нефти.

¹²³ ТЭК России № 116 2012. С. 8, 12.

В июне 2015 г. объем прокачки был увеличен до 15,6 млн т (Китай был готов принять по отводу ВСТО – Сковородино-Мохэ 16 млн т российской нефти, хотя изначально по отводу предполагалось прокачивать 15 млн т). Мощность отвода должна вырасти с 2018 г. до 30 млн т, но в связи с программой развития НПЗ на северо-западе КНР китайская сторона на встрече «Роснефти», «Транснефти» и «PetroChina» 5 июня 2015 г. предложила новую схему: снизить ежегодный объем прокачки по Сковородино-Мохэ до 20 млн т, а остальное экспортировать через Козьмино и Казахстан¹²⁴. 19 июня 2015 г. CNPC подписала контракт и намерена расширить свою часть трубопровода Сковородино-Мохэ, мощность которого должна удвоиться до 30 млн т. Проект может быть завершён в 2018 г.¹²⁵

Говоря о сроках окупаемости ВСТО, президент «Транснефти» Токарев Н.П. отметил, что они будут меньше первоначальных, а расширение мощностей ВСТО-1 до 80 млн т и ВСТО-2 до 50 млн т позволит досрочно увеличить объемы прокачки нефти, обеспечив рост выручки, а сроки окупаемости составят 15-18 лет вместо 25 лет.

Для расширения ВСТО-1 до 80 млн т потребуются строительство 6 новых НПС, расширение 15, наращивание объема резервуаров на 50 тыс. куб. м и строительство 1 км высоковольтных линий. Для расширения ВСТО-2 до 50 млн т потребуются строительство 4 новых НПС, расширение 3, наращивание объема резервуаров на 100 тыс. куб. м и строительство 120 км высоковольтных линий. Оба проекта должны быть завершены в 2019 г.¹²⁶

ВСТО нужен и российским, и зарубежным компаниям в АТР, так как российские производители заинтересованы в освоении новых рынков, а потребители в АТР – в альтернативных источниках импорта энергоносителей. Но для успешного осуществления экспорта УВ необходимы не только достаточные запасы и современная система их транспортировки, но и обеспечение соответствующего уровня добычи УВ. В целевом варианте проекта ЭС '2035 предполагалось сохранение добычи на уровне 515–535 млн т с небольшим снижением после 2030 г., а в варианте «риск-анализ» – её последовательное снижение. Агентство энергетической информации (EIA) США предрекало бурный рост производства нефти в России до 600 млн т к 2035 г., а

¹²⁴ Мордюшенко О. Труба «Транснефти» Китаю не нужна // Коммерсант № 102 от 15.06.2015. С. 9.

¹²⁵ Мельников К. CNPC свернула на старый маршрут // Коммерсант № 112 от 29.06.2015. С. 9.

¹²⁶ Сроки окупаемости ВСТО будут меньше первоначальных. 25.03.15 12:34 <http://www.nefttrans.ru/majornews/sroki-okupaemosti-vsto-budut-menshe-pervonachalnykh.html>

ОПЕК рассчитывало на его увеличение до 570 млн т. МЭА же ожидало сокращения добычи нефти в России до 495 млн т. Такие расхождения связаны с неопределенностью относительно спроса на российскую нефть на внешних рынках, а также готовности отечественных компаний осваивать трудноизвлекаемые ресурсы и шельф¹²⁷.

Добыча нефти в 2014 г. в Восточной Сибири достигла 25 млн т, а в 2015 г. ожидается её возможное увеличение ещё на 10%. Сохраняется задача расширения системы ВСТО до 80 млн т к 2020 г.¹²⁸

5.2. Восточный газовый экспорт России

В 1989 г. на основе Министерства газовой промышленности СССР был образован Государственный газовый концерн «Газпром», который в 1993 г. преобразовали в Российское акционерное общество «Газпром», а в 1998 г. – в Открытое акционерное общество «Газпром».

*ОАО «Газпром»*¹²⁹ – это глобальная энергетическая компания. Основные направления ее деятельности – геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, реализация газа в качестве моторного топлива, а также производство и сбыт тепло- и электроэнергии. «Газпром» располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых запасах газа составляет 18%, в российских – 72%. На «Газпром» приходится 14% мировой и 74% российской добычи газа. Компания реализует масштабные проекты по освоению газовых ресурсов полуострова Ямал, арктического шельфа, Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также ряд проектов по разведке и добыче УВ за рубежом. Компания владеет крупнейшей в мире газотранспортной сетью – Единая система газоснабжения России протяжённостью свыше 168 тыс. км и поставляет газ в более чем 30 стран ближнего и дальнего зарубежья.

В 2007 г. Правительством России была утверждена Восточная газовая программа, многие проекты которой были включены в Стратегию развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 г., а одной из целей был определён выход на рынок стран АТР.

Следует отметить, что «Газпром» входит в пятерку крупнейших производителей нефти в России. В декабре 2013 г. компания первой начала освоение ресурсов российского шельфа Арктики, а именно:

¹²⁷ Андрианов В.А. Нефтяная генсхема'2035: в ловушке неопределенностей // Нефтегазовая вертикаль, № 1/2015. С. 57-58.

¹²⁸ Там же.

¹²⁹ Информация с сайта компании.

добычу нефти на Приразломном месторождении, причем впервые в мировой практике добыча УВ на арктическом шельфе велась со стационарной платформы. На Киринском месторождении проекта «Сахалин-3» был успешно испытан первый в РФ подводный добычный комплекс.

«Газпром» является единственным в России производителем и экспортером сжиженного природного газа (СПГ). В 2013 г. было принято решение о строительстве заводов СПГ в Ленинградской области и Приморском крае (во Владивостоке). Если проект на Дальнем Востоке будет реализован, он позволит «Газпрому» самостоятельно выходить на рынок СПГ АТР.

Как уже было отмечено в нашей монографии «Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР (в экспертных оценках)», «Газпром» реализовал проект создания газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», активно проводит ГРП на Сахалинском шельфе, где были открыты Южно-Кириновское и Мынгинское месторождения. Для обеспечения подачи газа Кириновского ГКМ в газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» был реализован газопровод «БТК Кириновского ГКМ – ГКС «Сахалин» (148 км с учетом резервной нитки), который соединил береговой технологический комплекс Кириновского месторождения с головной компрессорной станцией «Сахалин», откуда берет начало газотранспортная система «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Газопровод «БТК Кириновского ГКМ – ГКС «Сахалин» рассчитан на приём газа не только Кириновского, но, в перспективе, и других месторождений проекта «Сахалин-3»¹³⁰.

Продолжаются ГРП в Республике Саха (Якутия) на Чаяндынском месторождении. Указанные объекты, а также прилегающее Среднеботуобинское НГКМ могут составить ресурсную базу для развития Якутского центра газодобычи и создания экспортноориентированной ГТС «Якутия – Хабаровск – Владивосток» с возможностью отвода на Китай из района Благовещенска и производства СПГ в районе Владивостока.

Проследим динамику переговорного процесса «Газпрома» с китайскими партнерами. В 2007 г. «Газпром» продолжил переговоры о поставках природного газа 30 млрд куб. м в год в Китай по западному коридору. После подписания соответствующего контракта корпорация должна была приступить к строительству газопровода «Алтай». Также

¹³⁰ Газопровод «БТК Кириновского ГКМ – ГКС «Сахалин»
www.ooosgm.ru/projects/construction/btk_kirinskogo_gkm_gks_sahalin

Дорожной картой с КННК был предусмотрен проект поставок газа по восточному маршруту в объёме до 38 млрд куб. м в год»¹³¹.

Осенью 2009 г. «Газпром» подписал с КННК «Дорожную карту» (дополнение к меморандуму о поставках) и обсудил вопрос по формуле цены и привязке её к азиатской нефтяной корзине, но на переговорах в мае 2010 г. согласие по вопросу цены не было достигнуто. «Газпром» предложил поставлять газ по газопроводу «Алтай» по 450 долларов за тысячу куб. м, чтобы обеспечить равнодоходность поставок газа в Китай и Европу с учётом стоимости транспортировки по новому газотранспортному коридору, строительство которого по предварительному ТЭО оценивалось в 13 млрд долларов. Китайскую сторону это предложение не устроило¹³²;

Китайские эксперты в 2009 г. уточняли, что для Китая наиболее актуально восточное направление, так как на запад КНР уже поступает газ из Туркменистана (ТУКК), т.е. постепенно реализуется вторая очередь китайского проекта газопровода с запада на восток страны¹³³, но, тем не менее, в Китае также ждут осуществления восточного направления поставок российского, особенно сетевого газа.

13 октября 2009 г. председателем правления ОАО «Газпром» Миллером А.Б. и главой CNPC Цзян Цзэмином было подписано рамочное соглашение об основных условиях поставок природного газа

¹³¹ «Газпром» № 11, ноябрь 2011. С. 13.

¹³² Пан Чанвэй. Структура потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в Китае и перспектива сотрудничества России и Китая в газовой отрасли // Материалы Международной конференции АЕС–2010 «Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса?». – Иркутск, 2010. С.5.

¹³³ Газопровод «Запад-Восток» протяженностью 4212 км из Синьцзяна в Шанхай предусмотрен для снабжения газом промышленно развитых восточных районов Китая. Начальная добыча и транспортировка были определены в 12 млрд куб. м газа в год, с плановым увеличением объема до 25 млрд куб. м. 55% участия в проекте принадлежало китайским компаниям, по 15% – «Газпрому», RD/Shell и ExxonMobil. Предварительное соглашение было подписано в начале 2002 г., но потом в течение 2-х лет участники не могли договориться о создании СП для реализации проекта. В августе 2003 г. китайская сторона пригрозила, что проложит трубу сама, если СП не будет создано до конца 2003 г. Камнем преткновения была цена за транзит газа и его стоимость для потребителей, с другой стороны – Китай не мог определиться с полномочиями, которые получают участники проекта, так как не был готов отказаться от госмонополии на транспортировку газа.

В 2005 г. Китай сам построил первую очередь трубопровода до Шанхая. С 18 января 2005 г. газопровод вступил в коммерческую эксплуатацию и началась подача газа в восточно-китайскую провинцию Чжэцзян из Шанхая и провинции Цзянцзу, Аньхой и Хэнань. Вторая очередь рассчитана на газ Центральной Азии. переброска газа с запада на восток Китая была включена в программу крупномасштабного освоения западных районов КНР, как один из ведущих проектов государства. На реализацию его были выделены 146,3 млрд юаней. Цит. по материалам Синьхуа.

из России в Китай, в котором предусматривалось как западное, так и восточное направления поставок. Первое – с использованием ресурсной базы Западной Сибири, второе – Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа Сахалина с предполагаемым общим объемом поставок порядка 70 млрд куб. м газа в год, из них примерно 38 млрд куб. м газа – по восточному направлению и около 30 млрд куб. м – по западному направлению.

По словам Миллера А.Б., «западный вариант» поставок газа мог быть реализован в кратчайшие сроки, так как на этом направлении есть подготовленные запасы, развитая инфраструктура и нет необходимости создавать газохимические и газоперерабатывающие мощности. Однако вопрос о цене на газ остался открытым, стороны договорились лишь о привязке цен на газ к азиатской нефтяной корзине¹³⁴.

В июле 2010 г. в Пекине прошли коммерческие переговоры «Газпрома» и CNPC по вопросам организации поставок российского природного газа в Китайскую Народную Республику. Стороны продолжили сближение позиций, но не смогли договориться по базовой цене обсуждаемого контракта.

В сентябре 2010 г. по итогам российско-китайских переговоров, проведенных в рамках визита в Китай Президента России Медведева Д.А., Председатель правления ОАО «Газпром» Миллер А.Б. и президент CNPC Дзян Дзэминь подписали «Расширенные основные условия поставок природного газа из России в Китай» на 30 лет, обозначив начало поставок в конце 2015 г., объем поставок – 30 млрд куб. м по принципу «бери или плати». В документе были рассмотрены также варианты создания на территории России газохимических производств, связанных с организацией экспорта природного газа из РФ и в Китай. Но цену на поставляемый газ согласовать не удалось¹³⁵.

Говоря об особенностях газового рынка АТР, нужно отметить, что до недавнего времени там не было международных магистральных газопроводных систем. Исключением составляли небольшие газопроводы из Индонезии и Малайзии в Сингапур и из Мьянмы (Бирмы) в Таиланд¹³⁶. Основная часть межстрановых поставок осуществлялась в виде СПГ танкерным флотом.

¹³⁴ «Газпром» подписал с Китаем рамочное соглашение о поставке газа // Oil & Gas Journal № 11 (34) ноябрь 2009. С. 6.

¹³⁵ Стратегическое партнерство России и Китая в энергетике <http://www.atomic-energy.ru/articles/2010/10/02/147762>

¹³⁶ С промысла Yadana (блоки 5 и 6) проложен подводный газопровод до города Канбаук и далее в Таиланд.

В декабре 2009 г. прошло торжественное открытие транскитайского туркмено-узбекистано-казахстанского магистрального газопровода (ТУКК) из Туркменистана на Запад Китая в соответствии с договоренностями CNPC с «Казмунайгазом» и «Туркменгазом». Для Китая этот маршрут очень актуален в связи с недостаточностью сырьевой базы в Синьцзян-Уйгурском автономном районе. На торжественной церемонии ввода в эксплуатацию казахстанского участка¹³⁷ газопровода Назарбаеву Н.А. и Ху Цзиньтао был презентован нефтепровод «Западный Казахстан – Китай» пропускная способность – 10 млн т в год, с перспективой увеличения до 20 млн т и общей протяжённостью от Атырау до Алашанькоу¹³⁸ (2830 км)¹³⁹.

14 декабря 2009 г. в Туркменистане состоялся торжественный пуск газопровода в Китай, что стало результатом хорошо продуманной стратегии Пекина по диверсификации сырьевой базы своей экономики. Используя традиционную практику расчетов, КНР предоставляет не «живые» деньги, а часть кредитами под низких процент, часть за счёт бартера – китайскими товарами. Газопровод из Центральной Азии в КНР – стал весомым аргументом для китайской стороны на переговорах с Россией относительно условий поставок газа из Западной и Восточной Сибири.

Интересно отметить, что на проходившей с 30 августа по 3 сентября 2010 г. в Иркутске в рамках Байкальского форума международной конференции «Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса?» китайские эксперты высказали мнение, что из пяти вариантов прокладки газопроводов: 1) западный проект «Алтай» и четыре восточных проекта: 2) через Дальнереченск, 3) Наушки – Монголия, 4) Забайкальск, 5) Сковородино – китайская сторона заинтересована в проектах 4) и 5) с учетом снижения себестоимости и поставки трубопроводного газа с Ковыктинского и Чаяндинского месторождений.

«Газпром» же предлагал КННК первые два проекта с учётом создания газоперерабатывающих и газохимических заводов для сжижения газа в рамках единого технологического процесса выделения гелия и других полезных компонентов. Способом

¹³⁷ Протяженность казахстанского участка трубопровода – 1300 км.

¹³⁸ В октябре 2009 г. вступил в строй участок Кенкияк–Кумколь – последнее звено казахстано-китайского нефтепровода для поставки в Китай нефти из Актюбинской области и Западного Казахстана.

¹³⁹ В загрузке данного трубопровода участвует и Россия. Согласно подписанному протоколу, по маршруту Омск–Атасу–Алашанькоу будет поставляться в 2010-2020 гг. по 2 млн твг российской нефти.

сближения позиций, по мнению китайской стороны, мог стать учёт выбора места сжижения природного газа в северо-восточном Китае с предпосылкой сбалансированности интересов¹⁴⁰.

В 2014 г. в связи с экономическими санкциями Евросоюза против России наша страна стала более активно проводить восточную газовую политику. В мае 2014 г. в Шанхае председатель правления ОАО «Газпром» Миллер А.Б. и президент Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации Чжоу Цзипин заключили контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «восточному» маршруту.

Контракт сроком на 30 лет предусматривает экспорт 38 млрд куб. м газа в год в Китай с привязкой к нефтяной корзине и условием «бери или плати». Это самый крупный контракт на поставку газа за всю историю «Газпрома», по которому будет поставлено более 1 трлн куб. м за время действия соглашения. В сентябре 2014 г. начали строить магистральный газопровод «Сила Сибири», запуск которого планируется в 2018-2020 гг. с закачкой газа Чаяндинского и Ковыктинского месторождений.

Таким образом, на Востоке России создается масштабная газовая инфраструктура, что будет способствовать развитию экономики региона, в т.ч. металлургии, трубной промышленности, машиностроения. Для российской газовой отрасли данный договор с Китаем не просто открывает новое перспективное направление поставок, но и диверсифицирует традиционные экспортные маршруты с целью хеджирования рисков и повышения стабильности Российской Федерации как мирового игрока газового рынка.

В начале октября 2014 г. глава «Газпрома» Миллер А.Б. обсудил вопрос о поставках газа в КНР с президентом СNPC Чжоу Цзипином, и в октябре 2014 г. было подписано новое соглашение. 9 ноября 2014 г. в Пекине был подписан меморандум о взаимопонимании между «Газпромом» и CNOOC, а также рамочные соглашения между «Роснефтью» и CNOOC о покупке китайской стороной более 10% в «Ванкорнефти».

«СИЛА СИБИРИ»

В сентябре 2014 года началось сооружение магистрального газопровода «Сила Сибири». Начало прокачки газа планируется в 2019 г., а выход на полную мощность 38 трлн куб. м в 2024 г. Ресурсной базой будут служить Чаяндинское (1.2 трлн куб. м) и Ковыктинское

¹⁴⁰ Материалы Международной конференции АЕС–2010 «Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса?». – Иркутск, 2010. С. 5.

(1.5 трлн куб. м) месторождения. Строительство осуществит «Стройтрансгаз». Стоимость проекта, по расчётам 2014 г., составляла 55 млрд долларов США. Этот восточный маршрут российского газового экспорта имеет приоритетное значение для Пекина, особенно важное для северо-восточных регионов КНР с плохой экологией из-за использования угля. Но кроме внешней конкуренции, трубопроводный газ Российской Федерации составит конкуренцию экспорту СПГ из самой России же, к тому же забирая у него сырьё.

1 сентября 2014 г. был сварен первый стык газотранспортной системы «Сила Сибири». Газопровод пройдет по территории пяти субъектов России: Иркутской области, Республики Саха (Якутия), Амурской области, Еврейской автономной области и Хабаровского края. Общая протяжённость составит порядка 4000 км, проектная производительность – 38 млрд куб. м газа в год. К концу 2018 г. будет построен участок от Чаяндинского месторождения в Якутии до г. Благовещенска протяжённостью более 2200 км.

В дальнейшем запланировано строительство участка от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского (около 800 км), а в перспективе – от г. Свободного в Амурской области до г. Хабаровска (около 1000 км). Таким образом, «Сила Сибири» соединится с ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»¹⁴¹.

Строительство газопровода кардинально меняет ситуацию в газовой отрасли Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), повышает интерес к геологоразведочным работам, приросту запасов и делает востребованными новые лицензионные участки.

Подтверждением этому является борьба за право владения недрами, развернувшаяся на аукционах, прошедших 24 июня 2014 г. в Республике Саха (Якутия) по участкам – Нижнеджербинскому, Среднебирюкскому, Кэдэргинскому и Мурбайскому. Сумма предложенных бонусов составила 1085,75 млн руб. против первоначальной цены 54,27 млн руб., то есть выросла в 20 раз. На аукционах в Иркутской области по участкам Верхнетирскому и Верхненепскому, разница между заявленной ценой и фактически выплаченной увеличилась более, чем на порядок (454,9 млн руб. против 17,68 млн руб.)¹⁴².

¹⁴¹ Дан старт строительству «Силы Сибири» <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/september/article199948/?from=banner>.

¹⁴² Ефимов А.С., Смирнов М.Ю., Смирнов Е.В., Бражникова М.В. Ресурсное обеспечение трубопроводной системы ВСТО: состояние и перспективы // Минеральные ресурсы России. 2015, № 1. С. 17.

Мы приведем мнения экспертов о перспективах данного проекта. Так, руководитель Института национальной стратегии **Ремизов М.** отметил: «Если Китай соинвестирует разработку нового месторождения и строительство трубопровода, то цена, оцениваемая экспертами, будет 350 долларов США за тысячу кубометров, для Российской Федерации приемлемая.

Вопрос не в цене. Вопрос в том, как обеспечивается разработка месторождений, строительство нового трубопровода. Силами российской компании или силами китайской компании?»

Он указывал, что поступления в российский бюджет от этого контракта будут значительно ниже, чем от газа, который поступает на европейский рынок: «это связано даже не со спецификой китайского регионального рынка, а с тем, что речь идет о новой сырьевой базе, где требуется создание всей дорогостоящей, капиталоемкой инфраструктуры. Цена вопроса – освоение месторождений Восточной Сибири. В планах это есть у государства, это объясняется одной из частей стратегии развития Сибири и Дальнего Востока»¹⁴³.

Как отметил **Подлевских Н.**, начальник аналитического отдела ИК «Церих Кэпитал Менеджмент»: «Большие деньги – это большая политика, а строительство трубопроводов – это не только большие деньги, это ещё и долгосрочное влияние, и последующая привязка стран друг к другу... Но это не освобождает от необходимости правильно и по возможности объективно оценивать будущие потребности региона в газе»¹⁴⁴.

Он уточнял, что экономические показатели контракта дополняются геополитическими выгодами. Россия получит новый полноценный рынок сбыта, который со временем может соперничать или даже превзойти по объёмам поставок европейский рынок». На данный проект считает он, нужно смотреть в комплексе, включая диверсификацию маршрутов поставок, снижение зависимости «от одного покупателя», в которой долгое время находился «Газпром», снижение зависимости от капризов транзитных стран, а также важные соображения по поводу развития целого региона¹⁴⁵.

¹⁴³ Газовый контракт России с Китаем. Главное – кто финансирует разработку и строительство. Polpred.cm/?ns_id=1081669

¹⁴⁴ Запас карман не тянет. Он его сильно облегчает: эксперт о строительстве международных трубопроводов. www.Energostana.ru/news/oil/18798.html

¹⁴⁵ Газовый контракт России с Китаем. Главное – кто финансирует разработку и строительство. Polpred.cm/?ns_id=1081669.

Однако не все эксперты настроены оптимистично. Старший научный сотрудник Института Брукинса (Вашингтон, США) *Алексашенко С.* напоминал, что на китайский рынок уже вышли среднеазиатские страны – Туркменистан, Узбекистан, Казахстан, которые совместно построили три нитки газопроводов в Китай общей мощностью 55 млрд куб. м (на 50% больше, чем «Сила Сибири»), а год назад приступили к строительству ещё одной – мощностью 30 млрд куб. м. Кроме того, к настоящему времени в КНР построены мощности по приёму сжиженного газа на 55 млрд куб. м, а к 2017 г. должны быть построены дополнительные мощности на 125 млрд куб. м в год.

Было бы явным преувеличением сказать, что сибирский газ в ближайшие десять лет будет критически важным для китайского энергобаланса. В связи с этим объявление «Газпромом» самого крупного в истории тендера на строительство газопровода в Китай «Сила Сибири», с одной стороны, является объективно необходимым шагом для выполнения обязательств по контракту, подписанному в мае 2014 года, с другой стороны, вся экономика китайского контракта и для самой монополии, и для российской экономики остаётся весьма проблематичной.

Алексашенко С. уточнял, что помимо резкого снижения нефтяных цен, которые потянули вниз и цены на российский газ – а именно «Газпром» настоял на привязке цены на поставляемый в Китай газ к нефтяной корзине, – сегодня выясняется, что скорость освоения Чаяндинского месторождения (гораздо менее подготовленного и гораздо более дорогого в разработке, чем Ковыктинского) будет заметно медленнее, чем планировалось, и для выхода на заявленные объёмы поставок (38 млрд куб. м в год) может понадобиться лет десять, а то и более. Кроме того, по его мнению, Чаяндинское месторождение не может давать такие годовые объёмы добычи газа (предел — 25 млрд куб. м).

«АЛТАЙ» или «СИЛА СИБИРИ – 2»

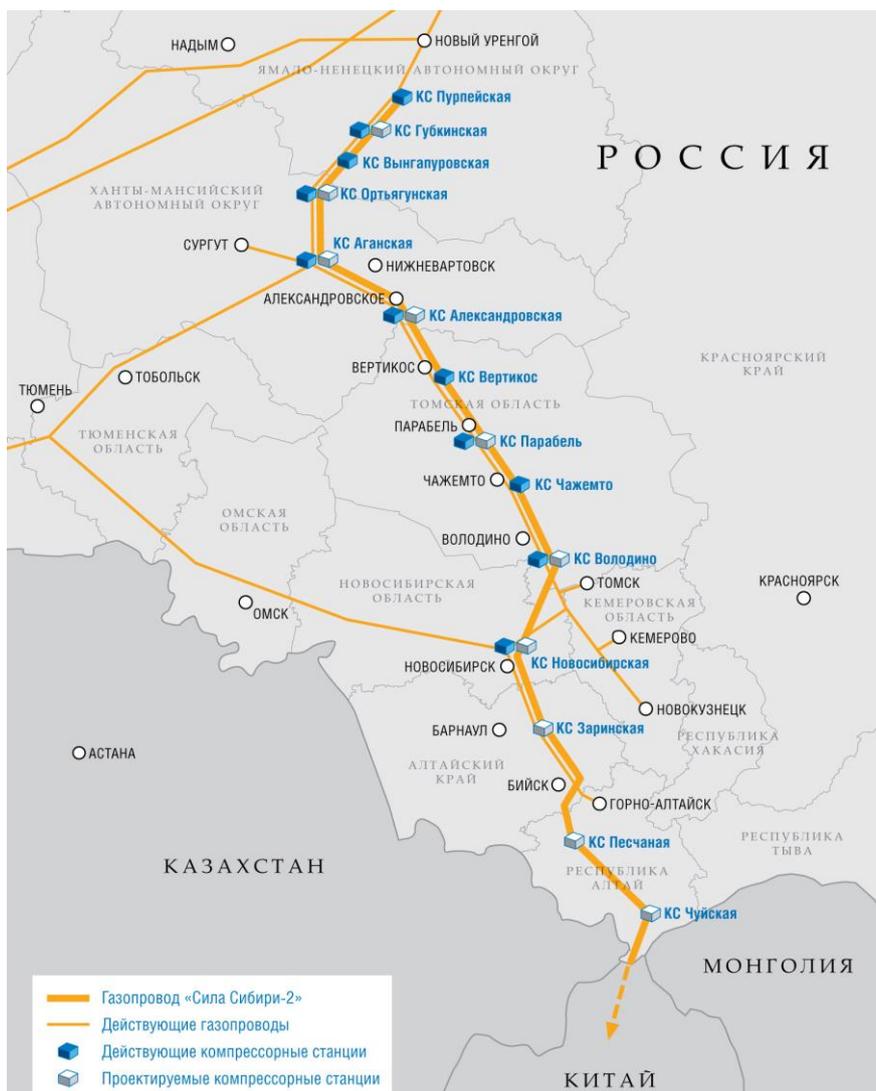
Алтайский проект (газопровод «Алтай»), был за рамками реализации Восточной газовой программы. Предполагалась доставка западно-сибирского газа из Ямало-Ненецкого автономного округа в провинцию Xinjiang на западе Китая, т.е. туда же, куда идёт туркменский газ. Однако оговоренные в меморандуме «Газпрома» и CNPC в 2006 году сроки строительства не были выдержаны по причине отсутствия договоренности о цене на поставляемый газ и трудности ведения соответствующих переговоров. Этот проект был законсервирован до 2014 г.

В октябре 2014 г. Россия и Китай подписали новые соглашения, в том числе меморандум между «Газпромом» и CNPC о поставках 30 млрд куб. м газа по западному маршруту «Алтай» в течение 30 лет из Западной Сибири и Ямала, которые используются для продаж газа в Европу.

9 ноября 2014 г. в Пекине подписали ряд соглашений, в т.ч. меморандум между «Газпромом» и CNPC о поставках 30 млрд куб. м газа по западному маршруту «Алтай» в течение 30 лет. В документе отражены сроки, объём, условия транспортировки газа с месторождений Западной Сибири, точка его передачи на границе и условие «бери или плати». Протяжённость газопровода составит 2600 км, стоимость проекта, по расчётам 2014 г., была определена в 10 млрд долларов США, а экспорт газа в КНР может превысить объём его продаж в Европу¹⁴⁶.

По словам главы компании Миллера А.Б., поставки по газопроводу «Алтай» будут осуществляться с тех же месторождений, ресурсы которых используют для продаж сырья в европейские страны и не исключено, что в дальнейшем объём прокачки российского топлива в Китай превысит текущий экспорт в Европу. Однако, как отмечают аналитики в «Сбербанк СИБ», приоритетное значение для Пекина имеет восточный маршрут, особенно важный для северо-восточных регионов с плохой экологией из-за использования угля. Еще раз отметим, что на западной китайской границе российский газ ждет большая конкуренция, так как уже осуществляются поставки по газопроводу ТУКК. Однако, как подчёркивают аналитики, Китай делает ставку на диверсификацию.

¹⁴⁶ OilCapital.ru. 10.11.2014.



Карта-схема «СИЛА СИБИРИ – 2». *Источник:* «Газпром»

Следует вспомнить, что ещё в 2010 г. генеральным директором Института проблем естественных монополий Саакяном Ю.З. высказывалось мнение, что в среднесрочной перспективе Китай не нуждается в серьезном наращивании импорта трубопроводного газа, а высокая активность Пекина в строительстве газопроводов из Туркмении, РФ и Мьянмы объясняется стратегией максимальной диверсификации источников будущих поставок, но эти поставки могут и не быть востребованы. Это работа «про запас». Серьезную конкуренцию поставкам трубопроводного газа из РФ составит газ

Центральной Азии и СПГ, который уже занимает заметное место в газовой политике Китая.

Строительство экспортных газопроводов в Китай содержит в себе равные риски как для России, так и для стран Центральной Азии. При этом, чем шире круг поставщиков, тем большее ценовое давление на них будут оказывать китайские компании. И *Саакян Ю.З.* предлагал отказаться от строительства газопровода «Алтай» из-за его высокой себестоимости и риска отсутствия рынков сбыта, так как этот маршрут пересекается с направлением поставок как центрально-азиатского, так и китайского газа, добываемого в Синьцзян-Уйгурском районе.

Что касается проектов газопроводов с юга Дальнего Востока, то они, будучи более близкими к непосредственным рынкам сбыта, значительно перспективнее и в большей степени соответствуют требованиям энергетической безопасности Российской Федерации, но их совокупный объем не должен превышать 30 млрд куб. м в год на период 2015-2020 гг. Все мощности сверх этого объема, скорее всего, не будут востребованы китайскими потребителями¹⁴⁷.

ТРЕТИЙ ВАРИАНТ

ВОСТОЧНОГО ГАЗОВОГО МАРШРУТА

Специалисты озвучивали и третий вариант транспортировки российского газа в Китай. Мы приведем мнения, высказанные экспертами Центру энергетической экспертизы.

ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Подлевских Н., начальник аналитического отдела ИК «Церих Кэпитал Менеджмент»:

«По словам главы «Газпрома» Миллера А.Б., предусматривается третий маршрут поставки газа в Китай наравне с восточным и западным маршрутами. Пока детали новых задумок неясны, как много неясного и вообще в планах добычи газа на Дальнем Востоке.

Наиболее естественным представляется, что наряду с поставками газа через переход в районе Благовещенска (восточный маршрут) и Горно-Алтайска (западный маршрут) будет прорабатываться маршрут поставок газа через ответвление трубопровода в районе Дальнереченска. Поставки газа по этому

¹⁴⁷ Саакян Ю. Китаю столько газа не нужно // ТЭК. Стратегия развития № 1, 2010. С. 79.

маршруту можно проводить как по действующему трубопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток, так и по строящемуся трубопроводу «Сила Сибири». В результате в этом ответвлении со временем может перемешиваться газ проектов Сахалина, а также будущий газ Чаяндинского и Ковыктинского месторождений».

ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Корчемкин М., генеральный директор и владелец East European Gas Analysis (США):

«Отвод от существующего газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток может быть построен во многих местах. Ведь от Хабаровска труба идет вдоль границы».

ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Пасечник А., руководитель аналитического управления Фонда национальной энергетической безопасности: «Третий маршрут, по поводу которого подписали меморандум, – это часть восточной энергетической стратегии «Газпрома». На территории России инфраструктура для этого маршрута уже есть – газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток построен, но по большей части не используется, так как сахалинский газ во Владивостоке сбыта в большей мере пока не находит.

Напомню, что дата запуска СПГ-проекта «Газпрома» во Владивостоке все еще не определена, окончательное инвестиционное решение по реализации проекта может быть принято только в 2016 г. Так что сценарий с экспортом дальневосточного газа в Китай выходит в авангард, происходит это на фоне замедления процесса расширения кооперации Пекина с «Газпромом» по «Силе Сибири» и «Силе Сибири-2». Хотя по третьему маршруту вопрос сырьевой базы пока до конца не решен, равно как не ясны и географические ориентиры по газотранспортной инфраструктуре на территории Поднебесной. До Владивостока, допустим, газ мы доставим, а дальше еще нет ясности, потому что варианты разные возможны – это и трубопроводное продолжение маршрута, и поставки морем СПГ (если будет строиться завод), и даже комбинированный вариант.

На данный момент все очень сыро, и партнерам еще предстоит обсудить массу деталей, прежде чем будет подписан финальный документ о поставках сырья по дальневосточному маршруту. Пока это все еще не 100%-ая вероятность.

Решение энергетических проблем и влияние российского углеводородного экспорта на ситуацию в АТР. Глава 7 в монографии Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.). Москва: Academia, 2016. С. 311-346. В соавторстве с Лобовским И.М., Рогалевым Н.Д., авторство не разделено.

Предваряя изложение экспертных оценок оптимальности выбора маршрутов магистральных нефте- и газопроводов, решения энергетических проблем и влияния российского углеводородного экспорта на ситуацию в Северо-Восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанском регионе в целом, мы рассмотрим ряд основополагающих документов, регламентирующих развитие трубопроводного транспорта ТЭК России¹⁴⁸.

Уже к середине 2005 г. в России в общих чертах сформировалось видение принципиальных схем развития на востоке страны трубопроводного транспорта для прокачки углеводородного сырья как основы перспективного создания в этом макрорегионе новых центров нефте- и газодобычи в первой трети XXI в. Схема формирования сети магистральных газопроводов обосновывалась в рамках Восточной газовой программы (Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке Единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта в Китай и другие страны АТР), поручение о разработке которой Правительство РФ приняло 16 июля 2002 г. (распоряжение Правительства Российской Федерации № 975-р). 13 марта 2003 г. проект Программы был рассмотрен на заседании Правительства России и принят за основу.

31 декабря 2004 г. премьер-министр РФ Фрадков М.Е. подписал распоряжение о строительстве магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). К середине 2005 г. была определена трасса этого нефтепровода в соответствии с требованиями экологов. Как отметил Президент России Путин В.В. 20 июля 2005 г., «первоначально маршрут проходил по южной оконечности Байкала, но с учетом мнения экологов и экологических экспертиз было принято решение уйти с этого маршрута... и пойти по северной оконечности Байкала»¹⁴⁹.

¹⁴⁸ Подробнее см. в Перспективы энергетического сотрудничества Россия-АТР / под ред. проф. Рубан Л.С. М.: Academia, 2010. С. 87-88, Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества (в экспертных оценках) / под ред. Рубан Л.С. // М: Academia, 2012, 2013. С. 74-75.

¹⁴⁹ Нефть и Капитал: Проект строительства трубопровода Сибирь–Далин сопоставим по значению с БАМом, 20.07.2005.

Эксперты на протяжении всего периода опросов указывали на значимость восточного направления российского углеводородного экспорта. Так, **Язев В.А.**, президент Российского газового общества¹⁵⁰ отмечал, что развитие нефтегазового комплекса в восточных регионах нашей страны открывает перед Россией широкие возможности максимального ускорения темпов экономии-ческого развития, а также создания новых рынков по поставкам углеводородного сырья и продукции его переработки в страны АТР. Он пояснял, что наиболее перспективными направлениями для экспорта российских энергоносителей могут стать рынки Китая, Южной Кореи, Японии. Но для выхода на эти рынки российскому руководству необходимо продолжать планомерную работу с органами власти этих стран и добиваться заключения долгосрочных межправительственных соглашений.

Заместитель начальника Департамента стратегического развития ОАО «Газпром» **Панкратов С.** предупреждал о грядущих трудностях и указывал, что на потенциал продаж российского газа отрицательно влияет доминирование дешевых местных углей в топливно-энергетическом балансе КНР, недостаточное развитие инфраструктуры транспорта и распределения газа, а также конкуренция с поставками российской нефти и электроэнергии на китайский рынок.

Более благоприятный прогноз высказывался им относительно рынка Республики Корея, куда к 2020 г. экспортные поставки могут составить 10 млрд куб. м российского газа и 6 млрд куб. м СПГ с Сахалина. В рамках Программы рассматривались также рынки Японии и Тайваня. Возможные объемы поставок к 2020 г. на эти рынки российского СПГ оценивались в 13 и 3 млрд куб. м газа соответственно.

Экспертами отмечалось, что экспорт российского газа в Азиатско-Тихоокеанский регион сопряжен с существенными рисками, обусловленными сдерживающим фактором цена / спрос на энергоносители, высокой ценовой и емкостной неопределенностью на рынке Китая, конкуренцией российского трубопроводного газа и ближневосточного, австралийского и индонезийского СПГ, а также российских энергоносителей между собой, высокой стоимостью разработки и транспортировки российских углеводородов, что требует соответствующего уровня цен на внутреннем и внешнем рынках.

¹⁵⁰ В настоящий момент является Первым заместителем председателя Комитета Государственной Думы ФС РФ по экономической политике, инновационному развитию и предпринимательству.

Эта проблема в тот же период (в ноябре 2005 г.) рассматривалась в Центре «Восток-Запад» (США) американским экспертом Фешараки Ф., который вместе с Хосое Т. анализировал глобальный бизнес нефти и газа. Исследователи считали, что рост потребления нефти в Китае уменьшится с 800 килобаррелей в день в 2004 г. до 350 килобаррелей в день в 2005 г. или на 56%. В Индии они также прогнозировали сокращение потребления нефти с 120 килобаррелей в день в 2004 г. до 110 килобаррелей в день в 2005 г., то есть на 10%. «Откуда и куда будет идти газ?»¹⁵¹ спрашивали Фешараки Ф. и Хосое Т. (см. таблицу 1).

Фешараки Ф. в 2005 г. затронул трудную дилемму современности: «Высокие цены на энергоносители и высокий уровень потребности в них» и задавался вопросом: «Могут ли потребители платить по 8 долларов за 1 млн британских тепловых единиц (1 тыс куб. футов природного газа) или по более высокой цене? Сегодня все и каждый говорят «нет», но потребители в Японии, Республике Корея, Тайване и США не имеют выбора. Они платят высокую цену за нефть, и они в состоянии позволить себе высокую цену за газ, но делают это неохотно и с большим сопротивлением, особенно в энергетическом секторе».

Таблица 1

Рынок СПГ. Новые и традиционные покупатели					
Новые покупатели	2003	2004	2005	2010	2015
США	10.4	13.4	15	51	89
Китай				13.6	37.4
Индия		2.0	5.5	14	24
Всего	10.4	15.3	20.5	78.6	150.4
		5			
Традиционные покупатели	2003	2004	2005	2010	2015
Япония	59.1	57.1	58.3	62.5	66.9
Республика Корея	19.4	22.2	21.9	27.4	35.4
Тайвань	5.6	6.8	7.2	10.2	13
Всего	84.1	86.1	87.4	100.1	115.3

Фешараки акцентировал внимание на дилемме: уголь или нефть и газ? «Могут ли потребители в Китае и Индии платить по таким высоким ценам? А производители минеральных удобрений? Ответ в высшей степени сомнительный. Китай и Индия все еще не склонны

¹⁵¹ Fesharaki F. and Hosoe T. Global Oil and Gas Business: Where are We Heading. EWC. October 3, 2005.

перейти на газ. Они будут продолжать использовать уголь как более дешевое и лучшее по цене топливо. Некоторые сектора экономики могут платить высокие цены, но большинство не могут, особенно в энергетическом секторе»¹⁵².

Однако прогнозу *Фешараки Ф.* было не суждено сбыться. Кроме того, он не смог предвидеть к чему приведет разработка сланцевого газа и нефти в США и Канаде, что сланцевая революция превратит США из крупнейшего импортера УВ в экспортера УВ и нефтепродуктов, а дешевый уголь из США наводнит Европу.

Следует отметить, что в последние годы увеличение мирового потребления угля росло гораздо быстрее, чем в предыдущие, и наиболее быстро – в Китае. В настоящее время структура потребления первичных энергоресурсов (ПЭР) в КНР значительно отличается от структуры их потребления в Японии и Южной Корее высокой долей угля, в пять раз более низкой долей потребления природного газа и вдвое меньшей долей потребления жидких углеводородов.

Кроме того, в Китайской Народной Республике, Австралии, Индии и других странах большие надежды возлагались на так называемый угольный газ (шахтный метан). В течение 2007–2009 гг. целый ряд компаний объявил о новых возможностях использования шахтного метана, в том числе о строительстве на этой сырьевой базе заводов по сжижению газа. По максимальным прикидкам, заводы, работающие на угольном метане, в долгосрочной перспективе могут производить до 58 млн т СПГ, то есть значительно больше, чем любая страна производит сейчас.

Первая сделка такого рода была заключена в 2008 г., когда малазийский нефтегазовый гигант Petronas, на тот момент 3-й производитель СПГ в мире, выкупил у австралийской Santos 40%-ю долю в интегрированном проекте Gladstone LNG за более чем 2,5 млрд долларов. Покупателем СПГ с нового завода является он сам. Следом, в сентябре 2008 г., австралийская Origin Energy и ConocoPhillips объявили о создании совместного предприятия на паритетной основе. Стоит отметить, что ConocoPhillips обладает не только собственной технологией сжижения метана, но и опытом по добыче СВМ.

Лидером в этой сфере была Индонезия, которая уже с мая 2008 г. по октябрь 2009 г. заключила пятнадцать соглашений о разделе продукции в отношении метаноугольных блоков. Еще один контракт – на блок Sanga-Sanga – был заключен в конце ноября 2009 г. Газ с этого блока пошел в газотранспортную инфраструктуру острова Калимантан и на СПГ-завод Bontang. Таким образом, именно Индонезия стала

¹⁵² Там же.

первой страной, использующей технологию производства из угольного метана сжиженного газа (CBM-to-LNG). В Индонезии для угольного метана были поставлены следующие целевые показатели: в 2014 г. достигнуть уровня добычи в 1 млрд куб. м, к 2019 г. – 5 млрд куб. м, к 2025 г. – 10 млрд куб. м. В 2009 г. к этим компаниям присоединилась Shell.

Говоря об угольном метане Восточной Австралии, следует отметить его огромные объемы, которые, по оценкам экспертов, составляют порядка 418 тысяч петаджоулей (1 ПДж = 1015 Дж) или 11 трлн куб. м (1 петаджоуль соответствует 27,1 млн куб. м). Ресурсы сосредоточены главным образом в бассейнах Surat, Bowen, Galilee в штате Квинсленд, а также в Сиднейском бассейне, бассейнах Gunnedah и Clarence-Moreton на севере штата Новый Южный Уэльс.

В целом эти ресурсы сопоставимы с запасами традиционного газа в бассейнах Bonaparte, Browse и Carnarvon, расположенных у побережья штата Западная Австралия. На июнь 2010 г. расчетная добыча угольного метана в Восточной Австралии составляла 235 ПДж/год, что равнялось 33% от объемов реализации газа в этом регионе, а уже в 2011 г. около 97% его добывалось в бассейнах Bowen и Surat, причем 35% угольного метана, добываемого в Квинсленде, используется в качестве топлива на электростанциях¹⁵³.

В Китае в плане 11-й пятилетки была утверждена стратегия развития метаноугольной отрасли с задачей к 2020 г. нарастить добычу до 40 млрд куб. м в год. Для этого была создана специальная государственная компания – China United Coalbed Methane Company, куратор отрасли, были приняты пакеты законодательных актов и осуществляется правительственная поддержка проектов. Однако переход к производству СПГ из угольного метана требует больших вложений. Так, для производства 1 млн тонн СПГ потребуется 65 ПДж угольного метана. Из этих 65 ПДж около 5 ПДж уйдет на добычу, очистку и сжатие газа для транспортировки на завод по производству СПГ. Еще 5 ПДж необходимо для работы сжижающего оборудования. Оставшиеся 55 ПДж – это энергия, содержащаяся в 1 млн тонн СПГ. Чтобы ежегодно производить 10 млн тонн СПГ из угольного метана, нужно, чтобы добыча почти в 2 раза превышала существующий сейчас спрос на газ в Восточной Австралии¹⁵⁴.

Растущее потребление нефти вынуждает Китай обратить внимание на нетрадиционные источники сжиженного топлива из угля, тем более что работы над этими технологиями – CTL (coal-to-liquid) – в

¹⁵³ Уилкинсон Р. Угольный метан Восточной Австралии усилит газовый потенциал страны // Oil&Gas Journal Russia. Май 2011. С. 52.

¹⁵⁴ Угольный газ // Нефть и Капитал №5 май 2010. С. 54, 66-67.

КНР ведутся с 1980-х годов, а разработки китайской Shenhua по технологии типа DTL не уступают иностранным¹⁵⁵. В марте 2011 г. Министерство по защите окружающей среды КНР одобрило совместный с южноафриканской Sasol и Shenhua CTL-проект в Нинся-Хуэйском автономном округе. В то же время компания «СИНОПЕК» демонтировала небольшой CTL-завод в Оклахоме и запустила его в Китае, получив право на использование данной технологии в КНР и обучение китайского персонала. Однако нужно учитывать экологическую проблему как составную часть CTL-проектов, так как для производства жидкого топлива из угля характерен высокий уровень выбросов углекислого газа – 0,5-0,7 тонн на баррель получаемой синтетической нефти¹⁵⁶.

Кроме того, в Китае эксплуатируется 11 ядерных энергоблоков суммарной электрической мощностью 9 ГВт. 16 реакторов (8 АЭС) сооружается в 4-х провинциях. Строительство еще 10 блоков должно начаться в ближайшее время. Запасы урана в стране обеспечат производство более 70 млн кВт электроэнергии к 2020 г. Тяньваньская АЭС с момента ввода в эксплуатацию выработала более 35 млрд кВт-часов электроэнергии. Это самая мощная атомная электростанция в Китае. В результате более широкого использования в КНР атомной энергии, гидроэнергии и энергии других возобновляемых источников считается возможным снизить долю угля с 68%, как было в 2004 г., до 58% в 2020 г.¹⁵⁷ В этом случае спрос на газ может возрасти до 235 млрд куб. м в 2020 г., а потребности в импорте газа – соответственно до 85-105 млрд куб. м.

Говоря о рисках, связанных с транспортировкой российских углеводородов на восток, уместно привести мнение академика Макарова А.А., который уже в 2005 г. отмечал, что «газовые, особенно начальные, проекты в Восточной Сибири – очень рискованный бизнес. Мы на самом деле можем попасть в ту ситуацию, от которой пытаемся уйти, проектируя нефтепровод не только в Китай, но и на Тихий океан, то есть в зависимость от одного покупателя. Поэтому к трём рассмотренным в Программе вариантам полезно добавить еще один – крупномасштабное производство синтетического жидкого топлива из газа с получением особо высококачественного моторного топлива, на котором автомобильные двигатели смогут достичь КПД до 60%,

¹⁵⁵ Впервые производство синтетической нефти из угля было осуществлено в Германии во время Второй мировой войны.

¹⁵⁶ Собко А. Синтез нефти из угля // Oil&Gas Journal Russia. Июнь 2011. С. 63-43.

¹⁵⁷ LXiaoli, X. Xinmen. Special report of the People's Republic of China. Country report on energy outlook in Northeast Asia, December 2007. Korea: Korea Energy Economics Institute, 2007. P. 77-93.

обеспечивая чистоту выбросов и решение проблемы транспорта в городах. Создание производства этих видов топлива с переработкой на первом этапе 15-20 млрд куб. м газа в Иркутской области обеспечило бы необходимую диверсификацию экспорта и уменьшило зависимость от Китая. Это резко снизит риски освоения УВ-ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и обеспечит не только сырьевое, но и высокотехнологическое направление развития этих регионов»¹⁵⁸.

Кроме того, академик Макаров А.А. указывал, на специфические особенности России, влияющие на принципы развития энергетического комплекса: «Россия – самая холодная и протяженная (11 часовых поясов) страна с очень низкой плотностью населения и энергетической инфраструктуры – соответственно, в четыре и семь раз меньше, чем в США. Энергетическая эффективность российской экономики в пять раз ниже среднемировой, а нагрузка на экономику в четыре раза выше: капитальные вложения в нашу энергетику составляют 6% от ВВП при 1,5% по миру в целом. Названные особенности энергетики меняют приоритеты научно-технического прогресса, поэтому особенно для нас важны технологии транспорта энергии»¹⁵⁹.

А вот мнение о перспективах восточного российского УВ-экспорта генерального директора ОАО «Компания «РУСИА Петролеум» Пака В., высказанное в 2005 г.: «Чтобы разработать газовое месторождение, построить трубопровод, нужно не менее 8 лет. Если мы не будем готовы к поставкам газа в АТР, а эта ниша появится в ближайшие годы, то опять ее потеряем. Стратегия российского газового экспорта должна быть направлена на создание такого же крупного рынка в странах Восточной Азии, какой мы создали в Европе несколько десятилетий назад. РФ может утвердиться как глобальный экспортер газа»¹⁶⁰.

При оценке маршрутов российского углеводородного экспорта эксперты исходили не только из соотношения затрат и выгод, которые получают как Россия, так и другие страны, но из учета меняющейся геополитической ситуации в АТР и необходимости выстраивания новой геостратегии. В 2005 г., когда в маршруте «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) не было еще утверждено ответвление на Дацин, 54% экспертов отдавали предпочтение маршруту Ангарск – Находка,

¹⁵⁸ РГО: презентация крупнейшего энергетического проекта России // Газовый бизнес. Аналитический журнал. Ноябрь-декабрь 2005. С. 13-14.

¹⁵⁹ Авраменко М. Особенности региональной энергетики//Континент Сибирь № 12 – апрель 2010. С. 10.

¹⁶⁰ РГО: презентация крупнейшего энергетического проекта России//Газовый бизнес. Аналитический журнал. Ноябрь-декабрь 2005. С. 11.

указывая, что в этом случае РФ будет иметь большее количество покупателей, а, следовательно, больше альтернатив и возможностей, и не будет зависеть от одного покупателя.

17% экспертов в 2005 г. отдавали предпочтение маршруту на Дацин, как более короткому и дешевому в затратном отношении при строительстве нефтепровода, но ситуация изменилась после того, как Правительство России вновь утвердило ветку на Дацин.

В 2006 и 2007 гг. 30% опрошенных экспертов оптимальным назвали вариант, сочетающий оба направления (ВСТО с ответвлением на Дацин), за счет чего произошло уменьшение в равных долях (почти на 10% соответственно) количества предпочтений, отданных маршруту к Тихому океану (сначала в направлении бухты Перевозной, потом – Козьмино) и на Дацин. В 2008 г. 31% экспертов отдал предпочтение трубопроводу на Тихий океан. Возросло также количество предпочтений по маршруту на Дацин – 15% в связи с активизацией работы китайской стороны по этому направлению. Количество же голосов, отданных за ВСТО с ответвлением на Дацин снизилось до 19%, так как ряд экспертов сомневался, во-первых, в достаточном ресурсном обеспечении обоих маршрутов, во-вторых, в возможности завершения строительства трубопроводов в запланированные сроки.

В 2009 г. те же тенденции сохранились, а сторонники маршрута на Дацин увеличили свои ряды на 9% после предоставления китайской стороной Российской Федерации кредита на 25 млрд долларов. В 2010 г., когда по ветке на Дацин пошла нефть и окончательно стало ясно, что будут задействованы оба маршрута, мнения экспертов разделились практически поровну: 32% отдали голоса за маршрут ВСТО с ответвлением на Дацин, 12% – на Дацин и 23% – за ВСТО.

С 2011 г. вопрос по экспортным УВ-маршрутам был изменен. Экспертам предлагалось определить оптимальные направления сотрудничества Российской Федерации со странами АТР в энергетической сфере. Практически все эксперты указали, что экспорт нефти и газа России нужно направить в Северо-Восточную Азию: КНР, Японию и Южную Корею, а со странами Юго-Восточной Азии (в связи с тем, что у них имеются свои запасы нефти и газа) нужно налаживать сотрудничество по совместной разведке, добыче и, в идеальном случае, переработке УВ, тем более что у российских компаний уже есть такой опыт.

Приведем ответы экспертов в хронологическом порядке.

Наиболее образно свое мнение в 2005 г. выразил Глоссерман Б., директор по исследовательской работе Тихоокеанского Форума (США): «Энергия – это сердце интеграции Северо-Восточной Азии. Здесь и будущая, и уже существующая экономическая интеграция.

Поставки энергоносителей и их распределение будут большей частью этого пакета. Энергия будет в сердце северокорейской проблемы, причем частью любого ее решения. Тут и обеспечение ресурсами, и распределение. Масштабы экономики региона требуют от решения здравого смысла, учитывая зависимость, в которую попадают страны, развивающие ядерную энергетику и вынужденные решать связанные с этой деятельностью проблемы хранения и утилизации отходов.

Трубопровод ВСТО дает больше возможностей, так как открывает России доступ к рынкам Японии, Океании, всему Тихоокеанскому региону. Я отдал бы ему предпочтение по этой причине, но, кроме того, есть и другие национальные политические соображения, и международные, назовем их как китайское восприятие дела. Будет гнев, и чувство опасения, что Россия не будет доверенным и равноправным участником процесса. С другой стороны, также есть опасение, что Россия будет обеспечивать топливом развитие своего соперника. Однако, та степень, в которой Китай нуждается в нефти, делает невозможным для него стать слишком конкурентоспособным относительно России из страха потерять существенные жизненно важные поставки. В этом случае взаимозависимость помогла бы снять напряжение и дала бы возможность двум потенциальным соперникам работать совместно».

С Глоссерманом был солидарен Солярский И.Г. (Россия, 2005-2007 гг.), вице-президент компании «Транснефть»: «Проекты на Дацин и на Тихий океан не являются альтернативными. Строительство второго варианта позволит поставлять нефть и на закрытый китайский рынок, и на открытый рынок АТР. Что касается поставок энергоносителей в этом направлении, то их ждут с нетерпением, в первую очередь Япония и тот же Китай. В этой ситуации, с точки зрения экономической, лучшим вариантом является выход на побережье Тихого океана.

Но не все при осуществлении энергетических, особенно трубопроводных, проектов определяется экономикой. Относительно проекта на Дацин не нужно объяснять, кому Россия отдаёт предпочтение, а при осуществлении проекта на Тихий океан только в неявной форме можно сказать, что проект ориентирован на Японию, так как с побережья Тихого океана нефть может получать и Китай. Поэтому предпочтительней строительство трубопровода на побережье, хотя он и более дорогой. С точки зрения геополитики, стратегии развития России в целом и региона в частности, этот проект должен стать общенациональным».

Таблица 7.2

Ответы на вопрос о выборе маршрута для экспорта российских
УВ (в %)

Ответы на вопрос (в %)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1) Проект ВСТО лучше, он более выгоден России	54	43	44	31	38	23
2) С экономической точки зрения, проект на Дацин предпочтителен (меньше затраты на строительство трубопровода; один надежный клиент; заводы по переработке нефти в Дацине построены под получение сибирской нефти)	17	8	8	15	24	12
3) «За» ВСТО с ответвлением на Дацин	9	30	30	19	21	32
4) Это должно быть не только экономическое решение, определяемое выгодой, но и, в первую очередь, политическое решение, т.к. оно имеет огромное геостратегическое значение и должно быть направлено на пользу своим союзникам	4	6	6	15	6	3
5) По маршрутам – ни тот, ни другой, нужно законсервировать ресурсы для себя на будущее					3	7
6) В любом случае это будет выгодно РФ, но экспорт нефти в КНР в какой-то степени может повлиять на усиление конкурента	4	4	3	7	3	4
7) Через Монголию	4	3	3	2	1	1
8) Не ответили	4	6	6	2	3	

Сходное мнение было в 2005-2007 гг. у Ву К., научного сотрудника Центра Восток-Запад (США):

«1) С экономической точки зрения, трубопровод в Китай вызывает самое глубокое сочувствие, так как будет резко возрастать ввоз нефти в Китай. Он уже начался, но этот проект не может служить другим целям наилучшим образом, например, социальному, экономическому и региональному развитию российского Дальнего Востока.

2) Грандиозный проект к российскому тихоокеанскому побережью имеет преимущества того самого социального,

экономического и регионального развития Дальнего Востока, но сам проект маловероятен.

3) Все руководящие структуры: политические партии в РФ (федеральное правительство, местные власти, государственные и частные нефтяные компании), в Китае (нефтяные компании и правительство), в Японии (частные нефтяные компании и правительство) ищут варианты для того, чтобы совместить противоречивые интересы всех сторон».

Иное мнение было у корейских экспертов. *Пак Сун Джё*, сотрудник Азиатского стратегического института, член Военно-аналитической Ассоциации (Республика Корея, 2005-2007 гг.) отдал предпочтение маршруту к Тихому океану: «Он лучше для России по очень простой причине. Население Китая более 1,3 млрд человек. Все энергоносители будут поглощены Китаем, и у России будет только один покупатель – Китай, причем Россия не может контролировать внутреннюю ситуацию в Китае, а ВСТО дает выход на Японию и Южную Корею, и ко многим другим покупателям.

Таким образом, вопрос состоит в том, что вы хотите: только одного покупателя или Вас устраивает возможность иметь выбор? Я думаю, что Россия решает все по политическим мотивам, и уверен, что Россия будет иметь трудные переговоры с Китаем по цене. А если вы имеете много покупателей, то превалировать будут мировые цены на нефть и газ».

Точка зрения профессора Центра по изучению безопасности в АТР Дэвис Э. (США, 2005 г.) фундаментально аргументирована: «Через этот маршрут Россия может восстановить некоторое из своего былого влияния в АТР благодаря экспорту энергоносителей, в которых АТР нуждается. Россия имеет огромные УВ-запасы, и именно на российском Дальнем Востоке. В настоящее время большую часть из ввозимой в Японию, Китай и Южную Корею нефти приходится на беспокойный Ближний Восток. Все это обуславливает необходимость диверсифицировать источники ввоза УВ, поэтому российские энергоносители будут желательным вариантом для АТР.

Экономически, оба заявленных проекта трубопроводов имеют свои преимущества. Трубопровод на Дацин менее дорогой по затратам на строительство, но он направлен на единственного потребителя – Китай, и это делает выбор очень политическим. ВСТО – это контрастное предложение маршрута трубопровода, его значительно дороже построить, но он может иметь нескольких потребителей и заказчиков, таких как Япония, Южная Корея и даже Китай. Самое большое региональное опасение, что Россия реально не имеет достаточного фонда для данного предложения энергоносителей. Ясно,

что трубопроводы на Дацин и ВСТО будут политическими проектами, также, как и экономическими. Если Россия хочет усилить своё политическое влияние в регионе, то эти трубопроводы будут хорошим начинанием.

Пока можно сказать, что проект на Дацин может определенно улучшить отношения с КНР, это будет дополнительная линия влияния на Китай (так как РФ может перекрыть кран, пропускающий нефть через трубопровод), предложение ВСТО поможет Японии и Республике Корея и, в лимитированном объёме, Китаю, хотя это может также разозлить Китай. Маловероятно, что Япония будет торговаться удовлетворительным разрешением Курильской проблемы для трубопровода ВСТО, но проект мог бы улучшить торговлю и связи между этими двумя странами».

Мохан Малик, профессор Центра по изучению безопасности в АТР (Индия, 2005 г.), считал, что в интересах России построить трубопровод сначала на Тихий океан, а после этого делать ответвление на Дацин. Это усилило бы позицию России на переговорах с Китаем, Южной Кореей и Японией. Но он уточнял: «Я думаю, политика возьмет верх, и Москву уговорят сначала строить трубопровод в Китай на Дацин».

Сато Е., профессор Центра по изучению безопасности в АТР (Япония, 2005-2006 гг.): «Чем больше покупателей, тем лучше, поэтому Россия естественно хотела бы реализовать оба проекта. Ясно, что, проводя политический маневр, Россия отдаст предпочтение второй трассе в Японию, если японские финансы составят большую часть от инвестиций, если не всю».

В 2005 г. губернатор Хабаровского края Ишаев В.И. относительно экспорта нефти к берегам Тихого океана был настроен оптимистично: «Все у нас есть. Сегодня уже проработано технико-экономическое обоснование по нефтепроводу, который соединит с месторождениями Восточной Сибири порт на Тихом океане. Все технические условия согласовал и Хабаровский край, правда, я хотел бы, чтобы труба выходила и в наши порты, но, если экономически оправдано, значит, так тому и быть».

Если труба пройдет вдоль границы и выйдет на нефтеналив на Тихом океане, то отсюда уже можно и в тот же Китай, и в Корею, и куда угодно. А если трубу проложить в один Китай, Китай будет диктовать цены, а вы потом эту трубу оттуда вытасчите, что ли? Должен же быть какой-то выбор! А «Газпром» говорит (и тут я согласен с Миллером А.Б.), что при строительстве нефтепровода надо рядом класть и газопровод. Так дешевле. Это и весь регион поможет снабжать газом, который пойдет отовсюду, не только с центральных

месторождений, но и с иркутских, якутских, сахалинских... Кроме того, мы строим нефтеналив и на хабаровской территории, в порту Де-Кастри и строим глубоководные терминалы»¹⁶¹.

Мнение китайских экспертов в 2006 и 2007 гг. претерпело определенную трансформацию и уже не было таким категоричным как в 2005 г. Наиболее образно его выразил Ли Ялун, научный сотрудник Института России Хэйлунцзянского университета (Харбин, КНР): «Вопрос о маршрутах – дискуссионный: какой из них более короткий, какой более выгодный? Маршрут на Дацин – прямой, короткий и более дешевый. В Дацине находятся перерабатывающие предприятия, построенные под российскую (сибирскую) нефть, под ее качество. Через ответвление на Дацин пойдет 30 млн т. Если не будет ветки на Дацин, Китай сможет получать УВ и с Тихоокеанского побережья. Таким образом, и тот и другой маршруты выгодны и России, и КНР».

Депутат Государственной Думы ФС РФ (комитет по энергетике, транспорту и связи) Галичанин Е.Н. (2007 г.) считал, что у России есть потенциал для заполнения трубы на первом этапе западно-сибирской нефтью (до Сковородино, потом – по железной дороге) – 30 млн т, для наполнения трубы 2-го и 3-го этапов нужна разработка восточно-сибирских месторождений, для чего потребуются инвестиции, а это большая проблема.

Признавая оптимальность обоих направлений экспорта российских энергоресурсов, российские эксперты были озабочены преимущественным вывозом из нашей страны необработанного сырья, что может иметь и уже имеет для России негативные последствия.

Так, независимый военный эксперт Макаренко В.В. отмечал в 2007 г.: «Оба маршрута оптимальны для России, их безопасность обеспечена. Я не рассматриваю Китай как вероятного противника, но мы слишком много своих ресурсов даем в Китай по Уссури и Северной Манчжурии, что усиливает диспропорцию соседних территорий за счет перекачки российских ресурсов в Северный Китай, куда перекомпонована большая доля китайского населения, причем по всей российской Дальневосточной границе идет опасный китайский демографический навес над российским Дальним Востоком.

Я не прогнозирую, что это может быстро обрушиться на Россию, но нужен отказ от откачки только сырьевых ресурсов в Китай, нам нужно развивать свои высокие технологии и обрабатывающую промышленность, переосмыслить ситуацию, нужен запрет на вывоз леса

¹⁶¹ Интервью губернатора Хабаровского края Ишаева В.И. корреспонденту «Время новостей» Супониной Е. ДВ-регион. «Место России может остаться одна Московия» // «Время новостей». <http://www.ebiblioteka.ru/sources/article.jsp?id=4705715>.

и сырой нефти, нужно сдавать их на переработку на российские предприятия.

Мы берём на себя невыгодные обязательства – отсюда развивается дистрофия российских территорий и непропорциональное развитие Китая, и экологический вред, ведь реки текут из КНР в Российскую Федерацию. Идет опустынивание Сибири и Дальнего Востока, вырубка лесов, разбазаривание ресурсов, деградация регионов, откуда все соки будут выкачаны, но за счёт этого в соседних китайских провинциях встанут новые китайские города, а у нас будет голая пустыня. Это осуществляется на наших глазах, причем неуклонно. Это как поезд, идущий под откос, где в некоторых купе наводят порядок, а поезд всё катится».

Его ответ в 2009 г.: «Россия должна сразу заявить, что она поставляет энергоносители в АТР – в регион, а не кому-то конкретно, или хотя бы как минимум Китаю и Японии, а не одной из стран. Дальше пусть выкупают объёмы на бирже. Это единственный способ хоть как-то использовать этот инструмент как политический рычаг.

Трубопроводы сами по себе – это не рычаги влияния, поскольку, начав поставку, её нельзя прекратить. Нельзя пользоваться энергетическим рубильником. Связываясь с Китаем прямыми поставками, мы попадем в большую зависимость от него, поскольку подписываемся под определённые объёмы. Неуправляемый процесс не может использоваться в политических целях. Появляется болезненная тема в российско-китайских отношениях по аналогии с газом в российско-украинских отношениях».

Мнение Митровой Т.А., руководителя Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетических исследований РАН в 2005 г. о газовом экспорте: «Со всех точек зрения наших ресурсов недостаточно для принятия на себя роли «поставщика, гарантирующего надёжность газоснабжения», но некую глобальную функцию, если хотите «миссию» нашей газовой отрасли в этом новом мире сформулировать придется – или это сделают за нас другие. Слишком большим богатством на сегодняшний день мы располагаем, чтобы не задумываться о том, как им распорядиться».

В 2006-2007 гг. относительно ВСТО Митрова была настроена оптимистично: «Нужно осваивать оба маршрута: нефти хватит, если вести правильную инвестиционную политику. Оба выгодны в том случае, если они оба реализуются. Экспорт углеводородов в КНР не будет способствовать усилению потенциального конкурента, так как 30 млн тонн – это небольшое увеличение импорта для Китая».

В 2008 г. она отмечала, что при выгодной конъюнктуре рынков торопиться с проектом нет нужды: «Нужно маневрировать, получая

максимум дивидендов. В конечном счёте – построить обе трубы, но выторговать за это как можно больше». Этого мнения она придерживалась и в 2009 г.

В 2010 г. Митрова Т.А. указывала, что мировая энергетика вошла в эпоху «высокой турбулентности», и в течение как минимум ближайшего десятилетия на этом непростом рынке предстоят серьёзные потрясения и сдвиги в правилах игры. Мир должен готовиться к обострению противостояния потребителей и производителей. Не исключено, что дело дойдет до пересмотра моделей ценообразования и кардинальной трансформации правовой базы. Изменится география спроса, что приведёт к появлению новых направлений поставок.

На фоне стагнирующего энергопотребления неизбежно обострение конкуренции между производителями – как странами, так и компаниями. Весьма вероятен новый передел энергетических рынков. Благодаря накопившимся за предыдущие годы средствам и отсутствию бремени социальных обязательств крупнейшие транснациональные нефтегазовые корпорации будут возвращать свои позиции, которые они за последние 7-10 лет уступили национальным компаниям с высокой долей государственного участия. Это далеко не полный перечень тех новых условий, в которых неминуемо окажутся все участники рынка, в том числе и Россия как его ключевой игрок¹⁶².

Некоторые эксперты были настроены довольно пессимистично.

Гриценко А.И., член-корреспондент РАН, советник Генерального директора АО «Стройтрансгаз» (2008 г.): «Ни на Дачин, ни на Тихий океан. Труба не решит проблемы. В Восточной Сибири уникальный газ с высоким процентом содержания гелия, его нужно извлекать, строить перерабатывающие заводы и производить конечный продукт и уже его экспортировать. Китай хочет наши углеводороды, но задешево... тут дело в цене. Кроме того, КНР и США используют дешевые угли – 30%, это надо учитывать».

Бардаль А.Б., старший научный сотрудник Института экономических исследований ДВО РАН, к.э.н., доцент (2009 г.): «Мнение по маршрутам? Ни тот, ни другой, нужно законсервировать углеводороды под себя на будущее. Мы строим дороговую трубу, берем миллиардные кредиты, которые нужно отдавать, и будем продавать свои нефть и газ. И тут вопрос о цене, ведь китайцы потом скажут, снижайте, нам нужно дешевле (так уже было с поставками российской электроэнергии в Китай)».

¹⁶² Борьба на рынке обострится // Нефть России № 3 – 2010. С. 61.

Бородавкин П.П., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, указывал (2009 г.): «...Нефть и газ в месторождениях постепенно иссякают, а договорные обязательства по обеспечению ими трубопроводов, которые уже строятся к Тихому океану (ВСТО), а в будущем – в Китай, не уменьшаются, а увеличиваются. При этом почти половина населения России не имеет возможности пользоваться газом, даже поселения, расположенные вдоль «ниток» газопроводов, порой не газифицированы...

Большое число акционерных обществ и иных компаний, не имеющих ни опыта, ни финансовых ресурсов, проявляют готовность немедленно приступить к изъятию природных богатств из подводных (подледных) кладовых северных морей. Однако, нужна ли такая поспешность? Ведь нефть и газ северных морей являются фондом будущих поколений, а не деньги, отправляемые в зарубежные банки. Деньги имеют тенденцию к истлеванию, а нефть и газ в подземных кладовых хранятся надежно».

Мнение профессора Коржубаева А.Г., заведующего отделом Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, Уполномоченного СО РАН по вопросам сотрудничества с Китаем (2009 г.) было следующим: «Пока ресурсы и запасы нефти и газа находятся в недрах, в долгосрочной перспективе их ценность возрастает. Как только они добыты и проданы, они превращаются в финансовые потоки – источник новых инвестиций, в возможности доступа к технологиям, различным материальным и нематериальным активам, а также в деньги – фактически обесценивающиеся (в случае неиспользования или неэффективного использования).

В этих условиях задача эффективного развития одной из ключевых отраслей экономики России – нефтегазового комплекса – не наращивание экспорта УВ-сырья, а превращение денежных доходов в капитал, т.е. самовозрастающую стоимость, за счёт эффективных инвестиций в развитие сырьевой базы, систем глубокой переработки и поставок на внутренний и международный рынки. Формирование глобальной, контролируемой российским государством и бизнесом системы нефтегазообеспечения, диверсификационной системы экспортных поставок¹⁶³.

Он отмечал, что со стороны России были сделаны конкретные шаги по допуску китайских корпораций к разведке и добыче нефти на территории Российской Федерации – «Sinopet» владеет 49% одного из крупнейших действующих нефтедобывающих предприятий – ОАО

¹⁶³ Коржубаев А.Г. Перспективы сотрудничества России с Китаем в нефтяной сфере // Бурение и нефть. 07-08-2009. С. 14-15.

«Удмуртнефть», а также 25,1% – в перспективном шельфовом проекте «Сахалин-3», компания «PetroChina» контролирует 49% СП «Восток-Энерджи», владеющего двумя лицензиями на разведку и разработку участков недр в Иркутской области. В этой связи следует иметь в виду, что передача столь крупных пакетов китайским партнерам, особенно в проектах на Востоке России, без получения соответствующих уступок по доступу к транспортной и перерабатывающей инфраструктуре и вхождению российских компаний в проекты на территории КНР, не представляется оправданной. Любая уступка в Азии без равноценной уступки – это проявление слабости и ведёт к требованию новой уступки. В Китае это называется «двигаться вперёд, закрепляя за собой позиции» (bubu weiying).

Одновременно важно отметить, что Российской Федерации нужны китайский опыт и технологии по добыче сырья из месторождений, находящихся на падающей стадии производства, а также по извлечению тяжелых нефтей... В обмен на допуск китайских компаний к добывающим активам (upstream) в России российские компании... должны получить возможность участвовать в управлении НПЗ и сетями АЗС в Китае, прежде всего в районах Северо-Востока, Востока, получающих нефть и нефтепродукты из РФ. Кроме того, Россия заинтересована в участии в геологоразведочных и добывающих проектах на территории и акватории КНР, а также в управлении нефтяным терминалом в порту Далянь, через который могут быть организованы значительные поставки российской нефти»¹⁶⁴.

Эксперты указывали на целесообразность организации максимально технологически обоснованного и экономически эффективного извлечения на территории РФ всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, составляющие в сумме от 8% до 15%, гелия и других полезных элементов в соответствии с их концентрацией.

Академик Конторович А.Э., научный руководитель Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, указывал, что экспорт нефтепродуктов как сырья для последующей переработки должен уступить экспорту нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью. Экспорт «полупродуктов» (прямогонного бензина, ряда марок дизельного топлива) необходимо прекратить полностью. Для расширения экспорта нефтепродуктов первого и второго передела требуется строительство новых НПЗ вблизи незамерзающих акваторий

¹⁶⁴ Там же. С. 15.

России, развитие системы продуктоотводов¹⁶⁵. Это мнение разделяет академик РАН Накоряков В.Е.

Кроме того, академик Конторович А.Э. уточнял, что в течение всего XX века и в настоящее время главным поставщиком гелия на мировой рынок являются США, на которые приходится около 85% мирового производства гелия. Учитывая, что добыча гелия в США падает, Российская Федерация может уже в первой четверти XXI века стать крупнейшим поставщиком гелия на мировой рынок. Лено-Тунгусская провинция, как показали российские геологи, является одновременно крупнейшей в мире гелиеносной провинцией. Уже сегодня разведанные запасы гелия в ней равны по категории С1 около 8 млрд куб. м, а по категории С2 порядка 7,5 млрд куб. м. Таким образом, на востоке нашей страны мы располагаем огромными ресурсами углеводородов и гелия и можем создать крупнейший центр нефтяной, газовой, газохимической и гелиевой промышленности»¹⁶⁶.

В Минэнерго России высказывались за необходимость синхронизировать развитие нефтяной и газовой инфраструктуры в районе трассы нефтепровода ВСТО. Это мнение озвучил первый заместитель министра Кудряшов С.И. на заседании круглого стола в Совете Федерации 22 мая 2009 г. По его оценкам, создание газовой инфраструктуры в районе прохождения ВСТО задерживается на 8 лет, что приведёт к неэффективному использованию газа нефтяных месторождений, в том числе к сжиганию попутного газа.

Эксперты отмечали, что в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке РФ целесообразно создание единого нефтегазового комплекса, включающего систему добычи, переработки, химии, транспорта и хранения нефти, продуктов нефте- и газохимии, включая гелий, а при поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа необходимо заключать с импортерами договоры, предполагающие обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран – реципиентов¹⁶⁷.

Таким образом, большинством экспертов высказывалось мнение ***об оптимальности для России предложить новому восточному рынку не только сырую нефть***, как это в своё время предложил СССР

¹⁶⁵ Конторович А.Э. Oil terminal – 2009. Настоящий русский размах // OilMARKET, 12-01/2010. С. 14.

¹⁶⁶ Авраменко М. Нефть с восточносибирским акцентом // Континент Сибирь № 22 – июнь 2010. С. 13.

¹⁶⁷ Коржубаев А.Г., Соколова И.А., Эдер Л.В. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока и прогноз экспорта нефти и газа из России на Тихоокеанский рынок // Бурение и нефть 12/2009. С. -7.

рынку западному, *но также конкурентоспособную продукцию высоких переделов.*

Для оценки этого предложения в денежном отношении, ряд экспертов указывал, что СССР не построил ни одного экспортно-ориентированного НПЗ не из-за просчетов Госплана, а потому, что в тот период выгоднее было экспортировать сырую нефть. С распадом СССР особых изменений не произошло. Если бы рентабельность экспорта товарного бензина и дизельного топлива была выше, чем рентабельность экспорта сырой нефти и тёмных нефтепродуктов, «Сургутнефтегаз» давно бы довёл глубину переработки на своём единственном НПЗ до 99% и оснастил бы его всеми необходимыми риформингами и гидроочистками. Предварительная оценка затрат относительно Приморского НПЗ составляет с учетом создания необходимой инфраструктуры, возведения специальной ТЭЦ, прокладки отвода от магистрали ВСТО, а также строительства отдельного терминала для перевалки нефтепродуктов, 19-22 млрд долларов¹⁶⁸. Как видим, решение этой проблемы во многом упирается и в финансовую, и в технологическую составляющую, которые сейчас усугублены санкциями Евросоюза и США против России.

В настоящий момент поставки нефтепродуктов из России в АТР осуществляются предприятиями Сибирского и Дальневосточного округов, а именно Омским, Ачинским, Ангарским, Хабаровским¹⁶⁹ и Комсомольским НПЗ, причем увеличиваются как физические объемы поставок, так и стоимость этого экспорта. Следует также отметить, что до конца XX века в странах АТР использовались преимущественно нефтепродукты, уступающие по своим качественным и экологическим характеристикам продукции, произведенной в США и ЕС, и лишь в Японии, Республике Корея, восточной части Австралии, Новой Зеландии и на о. Тайвань действовали жесткие требования в данной области. В настоящее время требования к топливу еще более усилились. Особенно высоки они в Японии (не уступают стандартам Евро-5), что накладывает особую ответственность на поставщиков.

Но ряд российских экспертов высказывался за превалирование восточного сырьевого экспорта на современном этапе: «Реалистичная стратегия России в Азии должна строиться на использовании единственного конкурентного преимущества – сырьевых богатств

¹⁶⁸ Вполне предсказуемый результат // Нефть и Капитал № 5 – май 2010. С. 42.

¹⁶⁹ Летом 2014 г. на Хабаровском НПЗ вводом установки гидрокрекинга было завершено выполнение программы модернизации производства. В результате генеральной реконструкции Хабаровский НПЗ стал одним из ведущих предприятий нефтеперерабатывающей промышленности России с наилучшими технологическими и экономическими показателями.

Сибири и Дальнего Востока. В несырьевых отраслях на азиатских рынках Россия и так имеет почти максимум того, что возможно. Зато возможности бурно растущего АТР стать рынком для российского сырья, в особенности углеводородов, использованы недостаточно. В 2014 г. Россия поставила в АТР 14 млрд куб. м газа (всего экспортировано 183,3 млрд куб. м) и 51 млн т нефти (общий объем экспорта – 213,7 млн т). К 2035 г., как отметил в феврале 2015 г. на Красноярском экономическом форуме министр энергетики Новак А.В., наша страна рассчитывает поставлять в АТР 130 млрд куб. м газа и 110 млн тонн нефти».

С другой стороны, строительство трубопроводов для транспортировки сырой нефти является очень затратным. Перед началом строительства ВСТО «Транснефть» подсчитала, что весь проект обойдётся в 16 млрд долларов, на что советник парламента Японии по энергетическим вопросам профессор Коити Ивама заявил, что при такой цене нефтепровод становится экономически бессмысленным. Однако на практике получилось ещё дороже – примерно в 1,5 раза: в ВСТО-1 было инвестировано 350 млрд рублей. Еще 60 млрд руб. – в порт Козьмино, в железнодорожный терминал в Сковородино – 6 млрд руб. Стоимость строительства ВСТО-2 планировалась в 350 млрд руб., а себестоимость транспортировки нефти до порта Козьмино – 130 долларов за тонну. Для пользователей тариф был снижен до 42-45 долларов, но за счёт перераспределения нагрузки на другие направления.

Оппоненты трубопроводного проекта – железнодорожники предлагали более экономичную альтернативу: за 39 млрд рублей модернизировать инфраструктуру Забайкальской и Восточно-Сибирской железных дорог и уже к 2010 г. обеспечить надежные поставки российской нефти в восточном направлении в объёме 30 млн тонн¹⁷⁰. Такой вариант был разумен в качестве промежуточного, тем более, что пока строился ВСТО-2, перевозки от Сковородино до тихоокеанского побережья шли по железной дороге.

Резюмируя дискуссию по энергетической ситуации в АТР, интересное суждение высказал военный аналитик Попов И.М. (Военный университет России, 2009 г.): «Энергетическая проблема для АТР намного сложнее и важнее, чем в других регионах мира. Завязка на ближневосточную нефть не всегда оправдана и просто опасна для стран АТР. Российская нефть, насколько я знаю, вряд ли, сможет решить проблемы Китая и Японии, не те объёмы. Но все же...

¹⁷⁰ Нефтегазовая вертикаль №5 – 2010. С. 83.

Для России, естественно, такие завязки крайне выгодны в геополитическом плане. Всегда лучше торговать, чем воевать».

А вот позиция академика Примакова Е.М. (2009 г.): «То, чего мы достигли с Китаем, я считаю большим успехом. Это, в частности, ответ тем, кто пытается загнать нас в угол по поставкам газа и нефти. Достаточно вспомнить то «трубопроводное соревнование», этот бег, кто быстрее проложит «трубу» в обход России и не даст ей оставаться поставщиком значительной части газа, потребляемого Европой.

«Газпром» несколько лет вёл переговоры и во время визита премьер-министра в Пекин подписал рамочное соглашение с китайской компанией. Оно предусматривает продажу в Китай около 70 млрд куб. м газа в год.

Китай становится крупнейшим покупателем российского топлива. Напомню, что в первой половине 2009 г. наш экспорт в страны Западной Европы составил 46 млрд куб. м газа. Нам открывается огромный рынок. Это результат активной диверсификационной политики, которая серьезно укрепляет наши возможности и в то же время сильно ослабляет давление на нас с помощью альтернативных трубопроводов и угроз перекрыть кран на территории стран, через которые сейчас идут наши трубопроводы»¹⁷¹.

В октябре 2009 г. в ходе визита в Китай премьер-министра России Путина В.В. было подписано 30 соглашений на сумму 5,5 млрд долларов, касающихся не только сырьевой сферы, но и технологического сотрудничества: участие «Атомстройэкспорта» в сооружении второй очереди Тяньваньской АЭС мощностью 1600 МВт (первую очередь строил он же). Во Владивостоке российские и китайские компании совместно создадут суперверфь, где будут изготавливать нефтяные платформы. КНР поможет Российской Федерации в прокладке по ее территории скоростных железных дорог, при этом Россия не будет закупать у КНР готовые локомотивы, а учредит СП по их производству. Кроме того, были намечены планы технологической и производственной кооперации в области авиастроения: по совместному созданию тяжёлого вертолета и широкофюзеляжного самолета (КНР в ближайшие 40 лет для удовлетворения растущих потребностей в авиаперевозках понадобится до 30 тысяч новых воздушных судов суммарной стоимостью в 400 млрд долл.). Если это будет реализовано, Россия станет важным технологическим партнером Китая»¹⁷².

¹⁷¹ Примаков Е.М. Партнеры не станут врагами. Деловой завтрак // Российская газета – 22 октября 2009 – № 201 (5025). С. 19.

¹⁷² Андреев А. В тени «восточного гиганта» // Нефть России. № 1–2010. С. 97.

По мнению большинства экспертов, высказанному уже в первый период опросов (2005-2009 гг.), восточный вектор экспорта российских углеводородов, в том числе трубопровод ВСТО, является актуальным и своевременным для обеспечения энергетической безопасности региона, тем более что есть соответствующая ресурсная база для восточного экспорта российских УВ: уже в 2009 г. Сибирь и Дальний Восток, включая шельф, обеспечивали более 70% добычи нефти и около 95% – газа; здесь сосредоточено около 90% УВ-ресурсов РФ¹⁷³.

Бурный рост развития стран АТР в целом (их экономики, ВВП, рост населения, ввод и использование новых технологий) требует массивного и стабильного поступления энергоресурсов, диверсификации импорта нефти и газа из беспокойного Ближнего Востока. Китаю нужны стабильные и постоянно нарастающие поставки энергоносителей. Это обусловлено его демографией и темпами экономического роста (так как нужны новые рабочие места), развитием социальной сферы, иначе, по мнению ряда аналитиков, существует угроза социального взрыва, который может быть направлен в конфликтные зоны региона (на Тайвань, острова в Восточно-Китайском и Южно-Китайском морях и др.). Когда в КНР не стало хватать нефти в связи с истощением месторождений вокруг Дацина, то целый ряд нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов встал, и образовался так называемый «ржавый пояс», поэтому стабильные поставки углеводородов из России в Китай и другие страны СВА будут способствовать стабилизации ситуации в сфере энергетической безопасности в регионе.

Основу достижения масштабных договоренностей в этой сфере положило подписание контракта 9 января 2005 г. между ОАО «Роснефть» и КННК на поставку более 48 млн тонн сырой нефти до конца 2010 г. по железной дороге и погашению кредита в размере 6 млрд долларов, который ранее был предоставлен компании «Роснефть» Банком развития Китая.

Крупнейшим событием не только в энергетическом сотрудничестве, но и в двусторонних отношениях России и Китая в целом стало подписание в *феврале-апреле 2009 г.* пакета документов по строительству нефтепровода и долгосрочных поставках нефти в КНР, в рамках контракта, заключенного китайской стороной с компаниями «Роснефть» и «Транснефть». Важным моментом этих договоренностей является проект строительства к северу от Тяньцзиня

¹⁷³ Коржубаев А.Г., Соколова И.А., Эдер Л.В. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока и прогноз экспорта нефти и газа из России на Тихоокеанский рынок // Бурение и нефть 12/2009. С. 6.

нефтехимического комбината ¹⁷⁴ и создания сети из 500 автозаправочных станций в Пекине и Тяньцзине.

21 апреля 2009 г. вице-премьер Правительства РФ Сечин И.И. и вице-премьер Госсовета КНР Ван Цишань подписали межправительственное соглашение о сотрудничестве в нефтяной сфере¹⁷⁵, по которому Банк развития Китая предоставил кредит на 25 млрд долларов на 23 года¹⁷⁶ российским государственным компаниям:

– **«Роснефти»** – 15 млрд долларов на геологоразведочные работы и освоение нефтяных месторождений нефти в Восточной Сибири и Якутии для гарантированных поставок в КНР 15 млн тонн нефти в год, начиная с 2011 г.;

– **«Транснефти»** – 10 млрд долларов для завершения постройки первой очереди нефтепровода ВСТО на участке Тайшет-Сковородино (2694 км); строительства нефтепровода Сковородино-Мохэ (граница с Китаем) и подводных нефтепроводов от ряда крупных месторождений в Восточной Сибири к нефтепроводу ВСТО; строительства перемычек от нефтепроводов западного направления к ВСТО; реверс некоторых нефтепроводов и реализацию других нефтепроводных проектов. Всего в течение 20 лет по ответвлению Сковородино-Дацин должно быть прокачено 300 млн тонн сырья.

Поставки нефти из РФ в КНР начались в январе 2011 г., с предоставлением российской стороной доступа Китаю к нефтепроводу сроком на 20 лет для обеспечения возврата кредита, что является примером политики КНР по осуществлению доступа к ресурсам через предоставление долгосрочных кредитов под гарантированные поставки углеводородов. Важное значение для этого контракта имел запуск «Роснефтью» в конце августа 2009 г. в промышленную эксплуатацию крупнейшего Ванкорского месторождения, которое будет давать 25 млн т продукта в год, что создаёт надёжные гарантии для долгосрочных поставок нефти в КНР.

Китайские эксперты заостряли внимание на том, что КНР заинтересована в получении от РФ не только нефти, но и трубопроводного (сетевого) природного газа. Эти направления отражены в Меморандуме, подписанном российской и китайской сторонами в июне 2009 г., по реализации крупных совместных проектов на основе долгосрочного сотрудничества. В рамках реализации данного документа «Газпромом» и Китайской

¹⁷⁴ Для сравнения: в РФ работают 27 крупных НПЗ, а в КНР – 98, хотя в Китае нефти добывают в 25 раз меньше, чем в России, и ежегодно закупают 130 млн тонн. Китай не испытывает недостатка в нефтеперерабатывающих мощностях.

¹⁷⁵ Соглашение было ратифицировано Советом Федерации РФ в июле 2009 г.

¹⁷⁶ Кредитная %-ставка ниже в 2 раза, чем существующая на мировых рынках.

национальной нефтегазовой компанией был согласован и парафирован проект «Рамочного Соглашения об основных условиях поставок природного газа», а 13 октября 2009 г. в ходе визита в Китай председателя правительства России Путина В.В. было подписано соглашение между «Газпромом» и КННК об основных условиях поставок газа из России в Китай. Российская сторона указала на целесообразность принятия и реализации так называемой «дорожной карты», проект которой был подготовлен российскими специалистами.

В Восточной газовой программе был определен экспорт трубопроводного природного газа в соответствии с тремя сценариями. В сценарии «Запад» ГТС предусматривалось обеспечение внутренних потребностей региона и подключение Красноярского, Якутского и Иркутского газодобывающих центров к ЕСГ и экспортные поставки сетевого газа в Китай (из Забайкальска) и Южную Корею транзитом через территорию Китая. Сахалинский центр обеспечивает при этом сетевым газом потребителей Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев и поставки СПГ в Японию;

В сценарии «Центр» предусматривались поставки газа для внутренних нужд региона и подключение Красноярского и Иркутского газодобывающих центров к ЕСГ. Якутский центр обеспечивает внутренние нужды региона и поставки газа в Китай (из Сковородино через Благовещенск). Сахалинский газодобывающий центр обеспечивает потребности в газе прилегающих территорий Дальнего Востока и экспортные поставки сетевого газа в Корею (через Владивосток) и сжиженного природного газа в Японию;

В сценарии «Восток» предусматривались поставки газа для внутренних нужд региона и подключение Красноярского и Иркутского газодобывающих центров к ЕСГ, при автономной работе Якутского центра для обеспечения нужд прилегающих территорий, а осуществление экспортных поставок только из Сахалинского центра в Китай (через Дальнереченск) и на Корейский полуостров (через Владивосток). В сценарии «Восток–50» предусматривалось подключение к экспортным поставкам газа в районе Хабаровска и месторождений Якутского центра газодобычи¹⁷⁷.

Алтайский проект (газопровод «Алтай», ныне «Сила Сибири-2» был за рамками реализации Восточной программы). Он предполагал доставку западносибирского газа из Ямало-Ненецкого автономного округа в провинцию Xinjiang на западе Китая (туда же, куда идет

¹⁷⁷ Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке Единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта в КНР и др. страны АТР утверждена 3.09.2007 г. Приказом Минпромэнерго РФ № 340.

туркменский газ). Однако оговоренные в меморандуме «Газпрома» и CNPC в 2006 г. сроки строительства не были выдержаны по причине отсутствия договоренности о цене на поставляемый газ и трудности ведения переговоров.

Какова же ситуация по газу в мире в целом в настоящий момент, и имеет ли Россия достаточное количество углеводородов, чтобы обеспечить восточный вектор экспорта нефти и газа в Азиатско-Тихоокеанский регион?

По оценкам экспертов, доступных разведанных запасов газа в мире хватит почти на 55 лет при сохранении нынешних объемов потребления. По запасам природного газа Россия входит в состав мировых лидеров. По оценкам ВР, на долю РФ приходится около 17,4% мировых запасов газа, у Ирана – 18%, у Катара – 7%.

В 2014 г. *добыча природного газа* (вместе с попутным) в Российской Федерации составила 642 млрд 827,033 млн куб.м, (источник ЕАЭСД)¹⁷⁸, по статинформации Минэнерго – 640 млрд 418,4 млн куб. м. В 2014 г. по добыче газа Россия заняла второе место в мире (18,1%), уступая США (21,4%) и почти вдвое превосходя совместную добычу Ирана и Катара (10%). В 2014 г. 28,3% российской продукции газа было направлено на экспорт¹⁷⁹.

Таблица 7.3

Добыча газа Россией и его экспорт (млрд куб. м)

	2011	2012	2013	2014
Добыча природного газа	670,7	654,5	668,2	640,4
Поставки на экспорт	196,8	186,2	203,3	181,1
В том числе СПГ	14,4	14,8	14,2	14,5

Источник: Итоги работы ТЭК России в 2014 г. Задачи на среднесрочную перспективу. М., 2015, Министерство энергетики РФ. Данные по экспорту СПГ приводятся по обзору «ВР».

Наша страна обладает мощной сырьевой базой углеводородов. За последние годы количественные оценки начальных извлекаемых ресурсов (НСР) нефти РФ превысили 111 млрд т. С 2002 по 2012 гг. НСР извлекаемой нефти в России увеличились на 11,23 млрд т, в основном за счёт морей (ресурсы приросли на 5,96 млрд т), Восточной

¹⁷⁸ <http://sophist.hse.ru/rstat/>

¹⁷⁹ Виноградова О. Мировые итоги: газ 2014 // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 4. С. 4-8.

Сибири (+2,85 млрд т) и Европейской части России (Волго-Урал +2,97 млрд т), Тимано-Печорской провинции +1,27 млрд т¹⁸⁰.

На конец 2014 г. доказанные запасы нефти России составили около 12,7 млрд т, природного газа – около 31,3 трлн куб. м, угля – 157 млрд т. Доля России в мировых запасах нефти составляет свыше 5,5%, газа – около 17%, угля около 18%. В стране открыто и разведано около 20 тыс. месторождений полезных ископаемых, из них третья часть введена в освоение. Крупные и уникальные месторождения (около 5% от общего числа) содержат более 70% разведанных запасов и обеспечивают до половины добычи нефти и природного газа в стране.

РФ остается одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира. В последние годы *добыча жидких УВ* в России растёт:

в 2010 г. – 500,55 млн т, 501,4 млн т (данные баланса запасов),

в 2011 г. – 507,34 млн т (данные баланса запасов), 509 млн т (данные Росстата), 511,4 млн т (данные ЦДУ ТЭК),

в 2012 г. – 518,1 млн т, 513,9 млн т,

в 2013 г. – 523,4 млн т (+1% к 2012 г).

В 2014 г. – нефть (с газовым конденсатом) – 526 млн 126,053 тыс. т (источник ЕАЭСД)¹⁸¹, по данным Министерства энергетика России – 526 млн 654 тыс. т¹⁸²,

Российский нефтяной экспорт в 2014 г. составил 221 млн 531,1 тыс. т, а газа 181 млрд 149,2 млн куб. м¹⁸³, поставки нефти в Китай в 2014 г. выросли с 0,55 до 15,2 млн т. В региональном разрезе основным производителем нефти остаётся Западная Сибирь, на которую приходится около 61,8% производства данного сырья, а Восточная Сибирь является главной кладовой, где наблюдается масштабный прирост добычи нефти.

В целом же ситуация на мировом рынке нефти развивается неблагоприятно для России. Во многом это обусловлено американской сланцевой революцией и ее последствиями. К маю 2015 г. нефтедобыча в США выросла по сравнению с 2009 г. на 80% до 9,51 млн баррелей в день, а доля импорта снизилась на 27% – до 9,47 млн баррелей в день, это явилось самым низким показателем после 1985 г.

9 октября 2015 г. Палата представителей Конгресса США сняла запрет на экспорт нефти, затем по этому вопросу должен был проголосовать Сенат. В декабре 2015 г. информационное агентство Bloomberg сообщило о планах снятия запрета на экспорт американской

¹⁸⁰ Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире (энергетический аспект) / под ред Рубан Л.С. М: Acadrmia, 2014. С. 240-241.

¹⁸¹ <http://sophist.hse.ru/rstat/>

¹⁸² <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/1558/>

¹⁸³ <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/1558/>

нефти, который просуществовал 40 лет с 1975 г.¹⁸⁴ Теперь, как утверждают эксперты, давление на темпы падения цены нефти и на баланс нефтеторговли в мире усилиться, так как уже фиксируется переизбыток нефтяного сырья. По оценкам Citigroup, в США хранилища нефти заполнены на 70% – самый высокий показатель за 80 лет, в Европе – на 90%, в ЮАР, Южной Корее и Японии – на 80%.

4 декабря 2015 г. ОПЕК сохранила добычу нефти на уровне 30 млн баррелей в сутки, хотя реальный объём добычи был больше на 1,5-2 млн баррелей в сутки¹⁸⁵. 15 декабря 2015 г. решение о снятии запрета на экспорт нефти из США было одобрено уже Сенатом, как и Палатой представителей Конгресса США¹⁸⁶. Сенаторы Марки Э. и Менендес Р. беспокоились, что импорт нефти приведёт к росту цен на бензин на внутреннем рынке (сейчас его цена составляет 2,88 доллара за галлон (0,76 долларов за литр) – и это самая низкая цена с июля 2010 г., а по словам конгрессмена от штата Техас Бартона Дж., такой шаг ставит США у руля мировой энергетической политики, хотя, на наш взгляд, следовало бы сказать, что у её обвала.

Данное решение Конгресса США является уступкой демократов республиканцам по будущим бюджетным расходам. В результате договоренности демократы рассчитывают сохранить ассигнования для

¹⁸⁴ Запрет был введен из-за арабского нефтяного эмбарго в 1973 г., когда в США был дефицит топлива. Экспорт нефтепродуктов в США не был запрещен и к 2015 г. вырос по сравнению с 2007 г. вдвое. НПЗ США построены под тяжелую импортную нефть и под свою легкую их нужно переоборудовать, а это лишние затраты.

¹⁸⁵ Сняв 40-летний запрет на экспорт нефти, США обрушат цены на сырье. Известия. 16 декабря 2015 г. Izvestia.ru/news/599459

¹⁸⁶ Как сообщила газета Financial Time США за июнь-июль 2015 г. импортировали больше 4,6 млн барр. нефти из РФ, что является максимальным за последние 3 года. В июне и июле 2015 г. американские НПЗ получали в среднем по 70 тыс. барр. российской нефти в день. Главными покупателями сырья были переработчики из штатов Делавэр, Нью-Джерси и Пенсильвания. По мнению аналитиков из Financial Time, импорт вырос благодаря сокращению ценового разрыва между двумя сортами нефти североморской Brent и легкой техасской смеси WTI – 31 июля стоимость нефти марки Brent упала ниже 52 долл. Перевозка нефти по морю обходится США дешевле, чем доставка по железной дороге из Северной Дакоты. Российская смесь марки ESPO, экспортируемая из Козьмино на Японское море, добралась до Гавайев и Калифорнии, а две партии российской нефти поступили в США на побережье Мексиканского залива. Однако аналитики считают, что это краткосрочная тенденция, а не устойчивое восстановление экспорта российской нефти в США. Источник: Россия увеличила экспорт нефти на 7%. 2 августа 2015.

Monavista.ru/news/rossiya_ovelichelila_exsport_nefti_na_7/

Следует отметить, что американские НПЗ построены под импортную нефть с высоким содержанием серы. Для переработки собственной малосернистой их нужно будет переоборудовать, поэтому проще пустить максимальное количество американской нефти на экспорт.

инвестиций в энергетику и борьбу с изменением климата, а республиканцы добились сохранения ряда налоговых льгот для бизнеса¹⁸⁷.

По сжиженному природному газу (СПГ) эксперты отмечают, что рынок АТР доминирует в мировом потреблении СПГ, хотя его доля постепенно снизилась с 72% в 1990 г. до 60% в 2009-2010 гг.¹⁸⁸

У стран Азиатско-Тихоокеанского региона в связи с кризисом в октябре-ноябре 2008 г. произошло замедление темпов экономического роста. К примеру, после 2002 г. средний темп роста энергопотребления в Китае составлял 14% в год, а в октябре 2008 г. он упал до 3%, хотя к ноябрю 2008 г. выровнялся до 8%.¹⁸⁹ В 2008 г. использование газа в АТР достигло почти 500 млн куб. м, а импорт СПГ превысил 60 млрд куб. м¹⁹⁰. В 2009 г. на АТР приходилось 60% общемировой торговли СПГ и регион являлся и является лидером в росте спроса на него¹⁹¹.

Доля СПГ в мировой торговле с 2004 г. по 2014 г. повысилась с 26,2% до 33,4%. В 2014 г. экспорт СПГ в мире составил 333 млрд куб. м, причём почти 3/4 поставок СПГ направляется в страны АТР. Это четко фиксируется в таблице 7.4.

Таблица 7.4

	2004	2009	20013	2014
Добыча природного газа	2711	2989	3409	3462
Международная торговля	680	877	1034	997
Доля поставок (в%)	(25,1)	(29,3)	(30,3)	(28,8)
Поставки по трубам	502	634	708	664
Поставки в виде СПГ	178	243	326	333
Доля СПГ в поставках (%)	(26,2)	(27,7)	(31,5)	(33,4)
Цены (долл./млн БТЕ)				
Импорта Японии СПГс	6,27	10,41	18,25	16,90

Источник: BP Statistical Review of World Energy, June 2015, p. 22, 28.

¹⁸⁷ В Конгрессе США договорились отменить запрет на экспорт нефти. m.ntv.ru/novosti/1564237/

¹⁸⁸ Митрова Т.А. России важно четко заявить об инвестиционных планах по новым СПГ-проектам//Oil&Gas Journal Russia. Апрель 2012. С. 26.

¹⁸⁹ Хосое Т., Айк А., Фешараки Ш., Вонг С.Ч. Азиатский локомотив. Поддержат ли страны АТР спрос на СПГ? // Oil & Gas Journal Russia. Май 2009. С. 32-33.

¹⁹⁰ Митрова Т.А. России важно четко заявить об инвестиционных планах по новым СПГ-проектам//Oil&Gas Journal Russia. Апрель 2012. С. 26.

¹⁹¹ Хосое Т., Айк А., Фешараки Ш., Вонг С.Ч. Азиатский локомотив. Поддержат ли страны АТР спрос на СПГ? // Oil & Gas Journal Russia. Май 2009. С. 32-33.

Эксперты делают вывод, что торговля газом, ранее разделенная на трубопроводные кластеры с неизменными партнерами, нынче становится более маневренной, мобильной, охватывает межконтинентальные маршруты, преобразуя разрозненные сегменты в цельный всемирный рынок газа с расширенной конкуренцией¹⁹².

Если первоначально основными региональными производителями и экспортерами сжиженного природного газа в АТР были:

- из стран АТР Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней;
- из стран Ближнего Востока – Оман, Катар, ОАЭ,
- из Северной и Западной Африки – Алжир, Египет, Нигерия;
- в Японию и Южную Корею СПГ поставляли также США

(Аляска), Тринидад и Тобаго,

то теперь первенствует в этой сфере Катар с 14 терминалами, 15% мирового танкерного флота и 31% долей (2014 г.) в мировых поставках. За ним по экспорту СПГ в АТР следуют Малайзия и Австралия (около 10% каждая), Нигерия, Индонезия, Тринидад и Тобаго, самый давний в этой сфере экспортер – Алжир (от 7,6 до 5,1%), и РФ (около 5%). *Справочно:* в настоящий момент в мире поставки СПГ осуществляют 19 стран, а его закупки – 28. Морские перевозки СПГ выполняет флот из 365 специализированных танкеров с холодильными установками¹⁹³.

Как указывают эксперты, безопасность и бесперебойность поставок СПГ – это важный критерий оценки деятельности экспортеров СПГ наряду с вопросом о цене. Как отмечает Вуд Д., потребителям нужна обширная снабженческая база, позволяющая минимизировать негативные последствия перебоев во нерегиональных поставках. Однако увеличение количества поставщиков повышает риски (такие как кораблекрушения, атаки террористов на газовозы в проливах и т.д.), что может привести к нарушению поставок и росту цен на природный газ для конечных потребителей. В качестве эффективного способа решения этой проблемы предлагается расширение географии поставок¹⁹⁴, а это как раз выгодно российской стороне.

Крупнейшим в мире покупателем СПГ является Япония. На нее в 2014 г. приходилось 36,2%, за ней следуют Южная Корея – 15,3%, Китай – 8,1%, Индия – 5,7% и Тайвань – 5,4%. Экспортные поставки

¹⁹² Иванов А.С. Ускорение трансформации мирового энергетического рынка и развитие торговли сжиженным природным газом // Бурение и нефть. 2015, № 7-8. С.23.

¹⁹³ Там же.

¹⁹⁴ Вуд Д. СПГ: расширение географии поставок и геополитические риски // Oil&Gas Journal. 2006. С. 81.

СПГ из РФ в Японию в рамках проекта «Сахалин-2» ведутся с марта 2009 г. В 2009 г. Sakhalin Investment Company подписала со второй по величине газовой компанией Японии Osaka Gas полномасштабный договор купли-продажи СПГ, предусматривающий поставки около 0,2 млн тонн СПГ в течение 20 лет¹⁹⁵.

Республика Корея располагает пятью регазификационными СПГ-терминалами общей мощностью 136 млрд куб м, которые в 2014 г. были задействованы на 38%. KOGAS является оператором четырех из них (Pyongtaek – 44,5 млрд куб м, Incheon – 53,3 млрд куб м, Tong-Yeong – млрд куб м и Samcheok – 6,8 млрд куб м), на которые приходится 98% от их общей мощности. POSCO – крупнейшая металлургическая компания Республики Корея и Mitsubishi (Япония) являются владельцами единственного частного регазификационного терминала в стране в г. Gwangyang мощностью 2,3 млрд куб м в год.

В КНР в мае 2006 г. в провинции Гуандун был введен в эксплуатацию терминал Дапенг мощностью 3,7 млн т для приёма СПГ (оператор – компания BP). Это стало началом формирования ранее не существовавшего в Китае рынка СПГ. В конце 2008 г. был открыт терминал Яншань в Шанхае с первоначальной мощностью 3 млн т в год, а в 2009 г. был принят в эксплуатацию терминал Путян в Фуцзяне (мощностью 2,6 млн т в год). В начале мая 2009 г. на этом терминале CNOOC приняла первый коммерческий груз СПГ из индонезийского завода в Ботанге.

В 2009 г. был запущен терминал Нинбо (провинция Чжецзян) мощностью 3,0 млн т в год, а в 2010 г. – терминал Циньхуандао в провинции Хэбэй мощностью 2,0-3,0 млн т/год.

В 2011 г. PetroChina выполнила пусконаладочные работы и ввела в эксплуатацию терминал в порту Жудун в провинции Цзянсу для приема СПГ мощностью 3,5 млн т/год (полная мощность 6 млн т в год). Первый груз был получен в мае 2011 г., а выход терминала в рабочий режим был завершён в ноябре 2011 г.

В конце 2011 г. первая партия груза пришла и на другой терминал PetroChina в порту Даляня с начальной пропускной способностью 3 млн т/год на момент пуска в 2012 г., на втором этапе мощность терминала будет доведена до 6 млн т/год с последующим увеличением до 10 млн т/год.

В середине 2011 г. CNOOC получила окончательное разрешение на строительство на острове Хайнань термина пропускной способностью 3 млн т/год в Янпу и завершила его в 2014 г., а с 2017 по

¹⁹⁵ Oil & Gas Journal Russia № 3 (27) – Март 2009. С. 1.

2020 гг. его пропускная способность будет увеличена ещё на 1 млн т/год¹⁹⁶.

В 2013 г. в провинции Гуандун прошел пуск терминала Чжухай с первоначальной мощностью 3,5 млн т, которая в дальнейшем может быть доведена до 7 и даже до 12 млн т, а также терминалов Аомэнь мощностью 2,0-5,0 млн т в год, Циндао в провинции Шандун мощностью 3,0 млн т и Таншан в провинции Хэбэй мощностью 3.5-6,0-10 млн т в год.

На 2015 г. был намечен пуск терминалов Пинхай (Цзянсу) мощностью 3,0 млн т/г, Инкоу (в провинции Ляонин) мощностью 10 млн т/г и в Тяньцзине мощностью 2,2-6,0 млн т/г. В 2015 г. в прибрежных провинциях Китая будет функционировать 15 терминалов для импорта СПГ.

Таким образом, к настоящему времени в КНР построены мощности по приёму сжиженного природного газа объемом 55 млрд куб. м, а к 2017 г. должны быть построены дополнительные мощности на 125 млрд куб. м в год.

Следует отметить, когда Россия начала экспортировать СПГ с сахалинского терминала в первом квартале 2009 г., то уже в июне 2009 г. Китай закупил 63, 646 тыс. метрических тонн СПГ из РФ по цене 4,3 доллара за млн британских тепловых единиц. Это была самая низкая цена, уплаченная Китаем на спотовом рынке СПГ с тех пор, как он вышел на него в апреле 2007 г. Для сравнения: в июне 2009 г. за партию СПГ из Малайзии в 22,014 тыс. метрических тонн КНР было уплачено 6,3 доллара за миллион британских тепловых единиц). При организации экспорта СПГ также следует учитывать, что динамика цен на СПГ в мире идёт вниз вследствие перенасыщения рынка¹⁹⁷.

В отличие от Китая в Японии до аварии на Фукусиме не предполагалось большого строительства терминалов СПГ, так на северо-западе Японии в Joetsu (префектура Nigata) до 2013 г. планировалось построить 28-й в стране терминал мощностью 0,6 млн т/г.

В 2014 г. объём мировой торговли СПГ несколько замедлился, увеличившись лишь на 2,1%. Однако существующие и частично начатые 50 проектов по развитию торговли СПГ позволяют ожидать её заметного расширения в недалеком будущем. По данным Международного газового союза, Австралия начала реализацию 7 проектов, которые позволят утроить поставки СПГ, США – 4 проектов, Россия – 4 (на Ямале, Сахалине, близ Владивостока и Санкт-

¹⁹⁶ Тру У.Р. И Африка добавит...// Oil&Gas Journal Russia. Июнь 2012. С. 44-45.

¹⁹⁷ Там же.

Петербурга). 10 июня 2015 г. на парламентском часе министр энергетики России Новак А.В. отметил, что Россия ставит целью – увеличить в среднесрочной перспективе свою долю на мировом рынке сжиженного природного газа с нынешних менее 5% до 12%¹⁹⁸.

«Каковы перспективы на рынке СПГ в АТР?» Об этом размышляли Хосе Т., Айк А., Фешараки Ш., Вонг С., продолжая дискуссию, начатую Фешараки Ф. в 2005 г., анализируя потребности стран Северо-Восточной Азии в СПГ и указывая, что большая часть ожидаемого роста будет покрыта за счёт существующих или будущих контрактов на поставку СПГ. В качестве наиболее вероятных покупателей незаконтрактованного СПГ они называли Индию, Тайвань, Японию. Вывод, который они делали: «Поставщики заблуждаются, считая, что рынок АТР сможет поглотить значительные объёмы СПГ в ближайшие годы. Даже при относительно низких ценах спрос в АТР с учётом существующих обязательств будет недостаточным».

Относительно цены на газ и платежеспособности населения, о чем беспокоился Фешараки Ф. в 2005 г., эксперты отмечали, что в последние годы доступность газа в различных отраслях, в частности, в Индии возросла, и большинство потребителей в состоянии платить за поставляемый газ цену 7-9 долларов за 1 млн британских тепловых единиц¹⁹⁹.

Уже в 2009 г. американские эксперты из Института Бейкера и в 2010 г. Кренделл Д., Пехливанова Б. и Хенкер М. относительно экспорта сжиженного сланцевого газа из США отмечали, что в Северной Америке может появиться новый экспортёр СПГ: «В связи с успешной разработкой сланцевого газа рынки природного газа перенасыщены на длительный срок, поэтому на континенте могут быть построены заводы по сжижению газа для экспорта...», но эксперты предупреждали, что если экспорт СПГ из Северной Америки начнется, то он столкнется с острой конкуренцией.

Кроме того, спрос на газ в мире на протяжении последних двух десятилетий с 1990 по 2010 г. вырос на 60%, что соответствовало годовому приросту 2,4%. На основании этого аналитики делали прогноз, что если спрос будет расти такими же темпами, то потребление газа в мире за период с 2010 по 2030 гг. вырастет с приблизительно 3,1 трлн куб. м/г до почти 5,1 трлн куб. м/г²⁰⁰, а отход

¹⁹⁸ Иванов А.С. Ускорение трансформации мирового энергетического рынка и развитие торговли сжиженным природным газом// Бурение и нефть. 2015. № 7-8. С. 23.

¹⁹⁹ Там же. С. 35-36.

²⁰⁰ Крэнделл Д., Пехливанова Б., Хенкер М. США превращаются в экспортёра СПГ в

от использования ядерной энергии в Японии будет также оказывать положительное влияние на рынки СПГ в течение многих лет.

В свете всего вышеизложенного зададимся вопросом: «Каковы же задачи, которые стоят перед Россией по осуществлению эффективного углеводородного экспорта в АТР?»

Необходимым для организации крупных поставок нефти и газа эксперты называли создание инфраструктуры по переработке и отгрузке нефти, нефтепродуктов, сжиженного природного газа и конденсата на о. Сахалин, в низовьях Енисея, на Диксоне, в Обской губе, на полуострове Ямал, в портах Хабаровского и Приморского краев и формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, для чего в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2020 г. необходимо построить не менее 7 тыс. км нефтепроводов и более 9,8 тыс. км газопроводов.

Таким образом, перед нашими экспортерами стоит грандиозная задача, притом, что конкуренты не стоят на месте, они уже вышли на рынок АТР, а Россия опять в догоняющей позиции.

Согласно ЭС-2030 к 2030 г. экспорт нефти и нефтепродуктов из России должен составить 409 млн т (в том числе на Тихоокеанский рынок до 110 млн т). Как было отмечено академиком РАН Конторовичем А.Э., для реализации заложенных в Энергетической стратегии России ориентиров по добыче, переработке и экспорту нефти и нефтепродуктов необходимо решение двух ключевых задач:

1. Интенсификации геологоразведочных работ с целью подготовки новых запасов в традиционных и новых перспективных регионах (и акваториях).

2. Инновационный прорыв в методах извлечения УВ, нефтепереработке и нефтехимии, с доведением глубины переработки нефти до 90% и повышении качества производимых нефтепродуктов.

Решение этих вопросов должно стать первоочередной задачей, как для нефтегазового бизнеса, так и государства в целом²⁰¹.

Оценивая перспективы энергетического экспорта на восток, эксперты скрупулезно обсуждали вопрос, что даёт России рост углеводородного экспорта? С одной стороны, это очевидные значительные поступления в государственный бюджет и возможность вести более активную внешнюю политику. Отсюда стремление увеличить и наращивать этот экспорт. Кроме того, рост углеводородного экспорта в Северо-Восточную Азию способствует

условиях острой конкуренции // Oil&Gas Journal Russia 06-2010. С. 34-36.

²⁰¹ Конторович А.Э. Oil terminal – 2009. Настоящий русский размах // OilMARKET, 12-01 – 2010. С. 15.

стабилизации ситуации в данном регионе и предотвращает возможные конфликты.

С другой стороны, рост добычи и экспорта углеводородов снижает цену на нефть на мировом рынке и оказывает влияние на внутреннее развитие страны. Если в 2011 г. стоимость основного экспортного товара России – нефти на мировом рынке поднималась до 110 долларов за баррель²⁰², а средняя цена марки Urals в 2012 г. была порядка 90 долл., то в 2014 г. она опустилась до 50 долл. за баррель, в ноябре 2015 г. составляла 43 долл. и в декабре упала ниже 40 долл.

Следует учитывать, что падение цены нефти на 1 доллар эквивалентно изменению российских доходов от продажи нефти за рубеж на 1,6 млрд долларов в год.

Развитие восточного направления экспорта российских углеводородов можно охарактеризовать как геополитический фактор укрепления безопасности, стабильности и сотрудничества в Северо-Восточной Азии. Эксперты отмечали, если бы мы не повели ветку на Дацин, то могли ухудшить снабжение КНР энергоносителями – в памяти свежа история с образованием так называемого «ржавого пояса», когда встали заводы на севере Китая. Но нам кризис в Китае не нужен. Нам нужен стабильный Китай, тем более что сейчас его миграция идет преимущественно на юго-восток Азии, а в случае кризиса миграционные потоки могут принять хаотичный характер (по типу «спасения врассыпную»), в том числе и в северном направлении, что негативно отразится на соседних регионах.

Рассматривая перспективу российского углеводородного экспорта в АТР, эксперты задавались уточняющими вопросами: «Каковы перспективы России на энергетическом рынке АТР? Или наша роль значительно скромнее – закрыть брешь в потребности в углеводородах, которая останется после ближневосточных и собственно АТР-х поставок?», «Каким образом и за счёт чего мы будем пробиваться на рынок АТР, ведь не за счёт же демпинга?»

Кстати, о цене: В 2009 г. на форуме «ТЭК России в XXI веке» президент компании «Роснефть» Богданчиков С.М. сообщал, что в традиционных районах добычи в Западной Сибири затраты на извлечение 1 тонны нефти составляют 30 долл., в новых районах: в Ванкоре, Вост. Сибири – 80 долл., на шельфе в рамках проекта «Сахалин-1 и 2» – 200-300 долл., а в Арктике они составят порядка 500-700 долл.»²⁰³.

²⁰² Мировые рынки-2012. Ожидания // Бурение и нефть 02/2012. С. 15.

²⁰³ «Нефть России» №6 – 2009. С. 25 – из доклада С.М. Богданчикова, президента компании «Роснефть» на форуме «ТЭК России в XXI веке». М., 2009.

26 июля 2012 г. на 5-м круглом столе «Коммерсантъ» и «Шелл» «Нефтегазовый потенциал Арктики: ответы на энергетический вызов – или вопросы без ответов?» были озвучены следующие цифры: – директор Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Выгон Г. назвал себестоимость добычи нефти на Приразломном в 20 долл. за баррель; Лазько Е., представлявшая «Делойт», сообщила, что по расчетам их компании, себестоимость без транспортных расходов добычи барреля арктической нефти в Баренцевом или Карском морях составит 103-118 долл.; Вакуленко С. из «Газпром нефти» озвучил цифру себестоимости в 50 долл.²⁰⁴. Как видим, оценки экспертов значительно расходятся.

Если с углеводородными поставками в Северо-Восточную Азию ситуация ясна, то главный вопрос, при определении экспорта в юго-восточном направлении: куда пойдут поставки? Ведь в Юго-Восточной Азии есть свои нефть и газ. В 2000-е гг. в АТР были открыты крупные месторождения: в Китае – Ордосский, Таримский и Сычуаньский бассейны (месторождение Лунган в северо-восточной впадине этого бассейна и крупнейшее месторождение Синьчан, месторождения в Бохайваньском заливе. В ближайшем десятилетии планируется освоить месторождение в Восточно-Китайском море в 500 км от Шанхая и др.); в Австралии – в Тиморском море; в Индии – в Бенгальском заливе; в Папуа – Новой Гвинее – Папуасский бассейн; во Вьетнаме – в Южно-Китайском море.

Как считал Коржубаев А.Г., заведующий отделом Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, Уполномоченный СО РАН по вопросам сотрудничества с Китаем: «Эти открытия способствовали развитию в АТР инфраструктуры по транспортировке и использованию нефти и газа, но удовлетворить рост энергетических потребностей Китая и других стран АТР ни сейчас, ни в будущем они не смогут».

За последние 15 лет в АТР произошло удвоение нетто-импорта нефти. Спрос на поставки нефти и нефтепродуктов из других регионов прогнозируется к 2020 г. – 1570-1580 млн т, к 2030 г. – 1860-1870 млн т. Рост спроса на газ в АТР и развитие систем газообеспечения происходили более быстрыми темпами, чем в мире в целом, что привело к увеличению доли региона в глобальном газопотреблении.

Основные региональные производители и экспортеры нефти и газа в АТР – это КНР, Малайзия, Индонезия, Вьетнам. Они обладают значительными УВ-ресурсами, и России придется приложить большие

²⁰⁴ «Россия-АТР: горизонты энергетического сотрудничества» (в экспертных оценках) / под ред. Рубан Л.С. М.: Academia, 2012, 2013. С. 111.

усилия, чтобы утвердиться на рынке АТР, учитывая колоссальный экспорт арабской нефти. Особо следует остановиться на Австралии, УВ-потенциал которой по нефти составляет 0,3% мировых запасов и на 50% покрывает потребность этой страны, а другая половина закрывается поставщиками из ОАЭ, Малайзии, Вьетнама и Папуа-Новой Гвинеи. Австралии принадлежит 1,6% мировых доказанных запасов газа, она является пятым крупнейшим экспортером СПГ в мире, за последние 10 лет экспорт СПГ из Австралии вырос на 50%.

Оптимальными направлениями российского УВ-экспорта в Северо-Восточную Азию эксперты называют КНР, Южную Корею и Японию. «Национальные интересы России требуют активизации её взаимовыгодного сотрудничества с АТР, особенно со странами Северо-Восточной Азии, а быстрое и масштабное развитие энергетики в азиатских регионах РФ и выход на энергетические рынки стран СВА – важный инструмент для достижения этой цели»²⁰⁵, – таково мнение зам. директора Института систем энергетики СО РАН Санеева Б.Г.

С государствами Юго-Восточной Азии (ЮВА) в связи со значительной их собственной ресурсной базой эксперты рекомендовали вести совместную разведку и разработку месторождений, строительство нефте- и газоперерабатывающих предприятий, коммуникаций для транспортировки и реализации продукции. России необходимо учесть, что в Малайзии и Индонезии, которые сами традиционно экспортируют СПГ, строятся и уже действуют терминалы по приему СПГ.

В настоящий момент в Юго-Восточной Азии российский upstream представлен «Газпромом», «Зарубежнефтью», «ЛУКОЙЛом», «Газпром нефтью» и ТНК-ВР (до 2013 г.).

Наибольший опыт работы за пределами РФ из них имеет нефтегазовая компания «Зарубежнефть», хотя её деятельность значительно сузилась по сравнению с предшествующим периодом. Во времена б. СССР эта компания плодотворно оказывала техническое содействие в создании нефтегазовых отраслей более чем 30-ти странам по всему миру, в том числе Алжиру, Анголе, Вьетнаму, Йемену, Индии, Кубе, Ираку, Ливии, Сирии.

Во Вьетнаме «Зарубежнефть» работает с 1981 г. на основе Межправительственного соглашения между СССР и Вьетнамом в составе СП «Вьетсовпетро» по разработке месторождений Белый Тигр и Дракон на блоке 09-1 на южном шельфе СРВ. Добыча нефти началась в 1988 г., и к настоящему времени накопленный объем приблизился к 200 млн т. Остаточные запасы составляют 47 млн т

²⁰⁵ Мировая энергетика № 8 (32) 2006. С. 82.

нефти. В декабре 2010 г. Россия и Вьетнам подписали соглашение о продлении деятельности совместного предприятия «Вьетсовпетро» на 20 лет с 01.01.2011 г. до 30.12.2030 г. СП было преобразовано в компанию с ограниченной ответственностью.

Тандем «PetroVietnam» и «Зарубежнефти», ранее работавший только во Вьетнаме, с 2009 г. работает и в России. В июле 2008 г. было зарегистрировано ООО «СК «Русвьетпетро», а в сентябре 2008 г. на него были переоформлены лицензии «Зарубежнефти» на четыре блока Центрально-Хорейверского поднятия в НАО, на которых находятся 13 месторождений с запасами 95 млн т по категории С1 и С2. В конце декабря 2008 г. «Зарубежнефть» и PetroVietnam подписали договор о приобретении вьетнамской компанией 49% доли в «Русвьетпетро», а в июне 2009 г. на месторождениях начались сейсморазведочные работы²⁰⁶.

«Газпром» работает во Вьетнаме с 2000 г. в составе СП «Вьетгазпром» (50%), ведя работы на шельфовом блоке 112 в заливе Бак Бо. В 2007 г. первая поисковая скважина на площади Бак Ванг дала промышленный приток газа и конденсата, в 2009 г. последовали открытия газа на Бао Ден и Бао Чанг. В октябре 2008 г. «Газпром» и Petrovietnam подписали нефтегазовый контракт по признанным перспективными четырем шельфовым блокам 129-132.

Кроме разработки нефтегазовых проектов, в 2010 г. Россия и Вьетнам подписали соглашение о строительстве «Росатомом» АЭС «Ниньгуан-1» с обеспечением поставок свежего ядерного топлива и возвратом отработанного топлива для переработки. РФ предоставила Вьетнаму кредит на строительство АЭС²⁰⁷.

Также развивается сотрудничество РФ с Сингапуром. По информации Чао Бэнг Чу, главы государственной нефтегазовой компании Сингапура Kerrel, в перспективе «Газпром» может стать эксклюзивным поставщиком СПГ в Сингапур: «В будущем «Газпром» начнет поставки энергоносителей для Сингапура, и мы постараемся обеспечить ему эксклюзивные права, когда закончится наше сотрудничество с British Gas»²⁰⁸. Кстати, дочерняя структура «Газпрома» Gasprom Marketing & Trading уже в начале 2010 г. начала торговые операции в Сингапуре и изучение возможностей поставок СПГ в Индию, Китай, Южную Корею и Японию. *Справочно:* в настоящий момент Сингапур импортирует только трубопроводный газ из Индонезии (6,7 млрд куб. м) и Малайзии (1,6 млрд куб. м).

²⁰⁶ Цит. по: Нефтегазовая вертикаль. № 14 (215). 2009. С. 8.

²⁰⁷ Россия в АТР № 4 (21). Декабрь 2011. С. 63.

²⁰⁸ Киров Д. Российско-сингапурский роман // Большой бизнес. Январь-февраль 2010. С. 81.

В Бангладеш «Газпром» в 2011 г. завершил переговоры с национальной компанией Petrobangla о проведении совместной разведки на перспективных нефтегазовых месторождениях Шахбазпур, Бегумгандж, Семутанг и Шундалпур (или Серимайя) и бурения пяти разведочных скважин.

ТНК-ВР появилась во Вьетнаме в 2011 г. 6 апреля 2011 г. было подписано соглашение о покупке ею доли ВР на шельфовом блоке 06.1, где добывается значительная часть всего вьетнамского газа. Российская компания получила статус оператора проекта. В начале мая 2011 г. «ЛУКОЙЛ» приобрел 50% у частной компании Quad Energy в проекте Nanoi Through-2 с запасами 180 млн т условного топлива и выступит оператором проекта.

Примером успешного сотрудничества с компаниями АТР стала деятельность «Газпром нефти», победителя иракского тендера 2009 г. с долей 30%, возглавившей международный консорциум по разработке месторождения Бадра вместе с Kogas (Корея, 22%), Petronas (Малайзия, 15%), ТРАО (Турция, 7,5%). В разные годы также были подписаны меморандумы о сотрудничестве «ЛУКОЙЛом» с Индонезией (2007 г.) и «Газпромом» с Малайзией, но они не получили развития, как не состоялся проект «Газпрома» в Индии после безуспешной разведки в Бенгальском заливе в 2010 г.

Более удачливым оказался в Индии «Стройтрансгаз», завершивший в 2006 г. в консорциуме с индийской Essar Construction Ltd. строительство участка газопровода Anand-Rajkot и в том же 2006 г. выигравший тендер на строительство в Индии двух участков нефтепродуктопровода Мундра-Дели.

Развивается сотрудничество Российской Федерации с *Индонезией*. Как отметил президент Индонезии Сусило Банбанг Юдойоно, российско-индонезийские отношения имеют очень хорошую динамику и в настоящий момент находятся на подъеме. Это и торгово-экономическое и научно-техническое сотрудничество, внедрение инновационных технологий, что индонезийцы оценивают, как фактор реализации генерального плана ускорения социально-экономического развития их страны до 2025 г. На саммите АТЭС в сентябре 2012 г. стороны обсудили возможность двукратного увеличения объема двусторонней торговли, внедрение в Индонезии российской навигационной системы «ГЛОНАС», поставки крупной партии пассажирских самолётов Сухой Суперджет 100 с одновременным созданием базы ремонта, обслуживания и подготовки персонала; экспорт российских гражданских вертолетов и производство сельхозтехники; строительство силами РЖД

современной железной дороги на острове Калимантан в интересах угледобывающей отрасли²⁰⁹.

Эксперты также указывали на активную работу в самой России госкомпаний стран Азиатско-Тихоокеанского региона, и их присутствие становится все более ощутимым. На российских месторождениях укрепились китайские CNPC и «Sinopet», индийская ONGC Videsh, корейская KNOС, японская JOGMEG и вьетнамская «PetroVietnam».

CNPC сотрудничает в Иркутской области с «Роснефтью» и имеет долю в 49% в СП «Восток-Энерджи», а в 2007 г. получила лицензию на Верхнечонский и Западно-Чонский участки. Sinopet с долей в 25% участвует в разведочных работах на Венинском блоке («Сахалин-3») и совместно с «Удмуртнефтью» ведёт добычу в Удмуртии.

ONGC имеет долю в 20% в проекте «Сахалин-1» и в январе 2009 г. приобрела контроль над британской компанией Imperial Energy, у которой 100% «Альянснефтегаз», 100% «Норд-Империал» и 55,9% «Сибинтернефть», которые в совокупности имеют 13 лицензий на разведку и добычу в Томской области. Представители ONGC заявили о намерении в течение двух-трёх лет вложить 600 млн долларов в разработку этих активов.

KNOС совместно с «Роснефтью» участвовала в проекте освоения Западно-Камчатского шельфа и сохраняет своё присутствие на Камчатке как партнер «Газпрома», а также проявляет интерес к участию в проекте «Сахалин-3».

Японская национальная корпорация Oil, Gas & Metals National Corp. (JOGMEC) и Иркутская нефтяная компания (ИНК) создали СП «ИНК-Запад», второе совместное предприятие компаний по разработке перспективных участков в Иркутской области. Соответствующие документы были подписаны в ходе визита Путина В.В. в мае 2009 г. в Токио. ИНК будет принадлежать 51%, JOGMEC – 49% акций нового предприятия. Созданное в апреле 2008 г. СП «ИНК-Север» получило лицензию на Северо-Магаданский участок с запасами 15 млн т нефти и 60 млрд куб. м газа. Новое СП будет разрабатывать небольшие по запасам Большеширковский и Западно-Ярактинский участки на севере Иркутской области в непосредственной близости от ВСТО.

В 2013 г. после восемнадцатилетнего перерыва было объявлено о возобновлении деятельности по совместной разработке Россией и Японией нефтяного месторождения в Охотском море. Разработка

²⁰⁹ Россия в АТР № 1 (22). Март 2012. С. 55.

будет проходить на шельфовых месторождениях «Магадан-2» и «Магадан-3» на расстоянии 50-150 км от Магадана²¹⁰.

Оценивая восточную энергетическую экспортную политику Российской Федерации, эксперты делают вывод, что «реализуемый в нефтегазовом комплексе России, и в первую очередь, в Сибири и на Дальнем Востоке курс на диверсификацию внутрироссийских и экспортных поставок, организацию прямого выхода на крупнейших платежеспособных потребителей нефти и газа на Тихоокеанском рынке соответствует долгосрочным глобальным экономическим процессам»²¹¹.

Все это обуславливает необходимость разработки эффективной системы управления нефтегазовыми отраслями промышленности как важнейшей составляющей системы энергетической безопасности хозяйства нашей страны. Система управления призвана обеспечить стабильное функционирование и планомерное развитие нефтегазового комплекса, воспроизводство всей минерально-сырьевой базы. Для организации эффективного экспорта российских углеводородов в восточном направлении необходимо четко выстроить экспортную политику адекватно ситуации в регионе и, основываясь на долгосрочных расчетах, реально просчитывать свои возможности и соотносить свои нынешние и будущие действия с интересами и перспективами своих потенциальных партнёров и с учётом реакции конкурентов.

Эти цели и задачи были четко обозначены Путиным В.В.: «Россия может и должна достойно сыграть роль, продиктованную её цивилизационной моделью, великой историей, географией и её культурным геномом, в котором органично сочетаются фундаментальные основы европейской цивилизации и многовековой опыт взаимодействия с Востоком, где сейчас активно развиваются новые центры экономической силы»²¹².

²¹⁰ ТОПНЕФТЕГАЗ 06/14, 2013. С. 54.

²¹¹ Коржубаев А.Г. Перспективы сотрудничества России с Китаем в нефтяной сфере // Бурение и нефть. 07-08-2009. С. 15.

²¹² Цит. по «Известия», 16 января 2012 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	6
Часть I. Статьи и рецензии в журналах	29
2003 год	
1) Статья «Разработка нефтегазовых ресурсов Каспия должна начинаться «с нуля» в журнале «Нефть России», 2004. № 9. С. 56-57.....	29
2011 год	
2) Статья «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – АТР (в экспертных оценках)» в журнале OilMarket 02/2011. С. 58-63	33
2012 год	
3) Аникин В.И., Урманчиев В.И. От моря проблем – к морю возможностей через сотрудничество к успеху и процветанию. Рецензия на трилогию о Каспии: «Каспий – море проблем» (2003, автор Рубан Л.С.), «Каспий – море возможностей» (2008, авторы: Катаева Е.Г., Рубан Л.С.), «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию» (2011, авторы: Калюжный В.И., Рубан Л.С.).....	41
2013 год	
4) Статья «Обеспечение энергетической и экологической безопасности Каспийского региона» в журнале «Экологический вестник» № 11 2013. С. 32-35.....	47
5) Никитин Н. Юбилейное поздравление от журнала «Нефтегазовая вертикаль» № 4, 2013.....	59
2017 год	
6) Статья «ПЕТРОНАС – нефтегазовый лидер Малайзии» в журнале «Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития». Вып. 35. 2017. С. 227-237.....	61
7) Статья «Прогнозы, прогнозы, 35 тысяч одних прогнозов...» в журнале «Бурение и нефть» № 10. Октябрь 2017. С. 3-13.....	70
8) Статья «Всё, что сбылось и не сбылось. Прогнозы развития ТЭК России в Энергетических стратегиях РФ до 2020 г., до 2030 г., проекте ЭС до 2035 г. и экспертных оценках» в журнале «Бурение и нефть» № 11. Ноябрь 2017. С. 4-16.....	91

2019 год

- 9) Статья «Поставки российских энергоносителей на рынки АТР: состояние и перспективы» в журнале «Бурение и нефть» № 12, 2019. С. 10-13. В соавторстве с Мищенко В.М., авторство не разделено.....114
- 10) Статья «Энергетические стратегии Китая и их реализация» в журнале «Бурение и нефть» № 4, 2020. С. 4-9. В соавторстве с Гриб Н.С., авторство не разделено.....123
- 11) Статья «Парадоксы цифровизации и «чёрный лебедь» российской действительности» в журнале «Бурение и нефть» № 6, 2020. С. 16-24. В соавторстве с Цыбулевским В.А., авторство не разделено.....136
- 12) Статья «Энергетическое взаимодействие стран ЕАЭС: трудности» в журнале «Бурение и нефть» № 10, 2020. В соавторстве с Мищенко В.М.....154

Часть II. Главы в монографиях

2010 год

- 13) «Потенциал минеральных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и его освоение». Глава 2. Параграф 2.2 в монографии «Перспективы энергетического сотрудничества Россия – АТР (в экспертных оценках)». Москва: Academia, 2010. С. 144-156168

2011 год

- 14) «Нормативно-правовое регулирование разработки морских нефтегазовых месторождений». Глава 6 в монографии «Сотрудничество на Каспии – путь к успеху и процветанию». – Москва: Academia, 2011. 288 с.....183

2012-2013 годы

- 15) «Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и перспективы». Глава 2, параграф 1 в монографии «Россия – АТР: горизонты энергетического сотрудничества». Москва: Academia, 2012, 2013. В соавторстве с Прищепой О.М., Маргулисом Л.С., Подольским Ю.С. Авторство не разделено.....216
- 16) «Развитие нефтегазовой отрасли Исламской Республики Иран». Глава 4, параграф 4 в монографии «Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире». Москва: Academia, 2014. С. 209-223. В соавторстве с Санаи М., авторство не разделено.....228

2016 год

17) «Восточные маршруты транспортировки российских углеводородов». Глава 5 в монографии «Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.)». Москва: Academia, 2016. С. 199-217. В соавторстве с Департамент внешнеэкономических отношений ПАО «АК Транснефть», авторство не разделено245

18) «Решение энергетических проблем и влияние российского углеводородного экспорта на ситуацию в АТР» Глава 7 в монографии «Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005-2014 гг.)». Москва: Academia, 2016. С. 311-346. В соавторстве с Лобовским И.М. и Роголёвым Н.Д., авторство не разделено.....252

Научное издание

Рубан Лариса Семеновна

ИЗРАННЫЕ ПРОИЗВЕДЕНИЯ В 5-ТИ ТОМАХ

ТОМ 4

ЭНЕРГЕТИКА, ИННОВАЦИИ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Технический редактор

Брушлинская О.Т.

Корректор Филиппова М.А.

Сдано в набор «___» _____ 2023 г.
Подписано в печать «___» _____ 2023 г.
Тираж – 100 экз. Печ. л. 18,5.
Формат 70x100/16. Заказ № _____

Larissa S. RUBAN SELECTED WORKS

Volume 4. ENERGY, INNOVATION, DIGITALIZATION



Профессор Рубан Лариса Семёновна, доктор социологических наук, работает в Институте востоковедения РАН и ИСПИ ФНИСЦ РАН, член Союза писателей России (СПР). Опубликовала 420 работ. Как основатель и руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» («Мост между Западом и Востоком») уделяет большое внимание пропаганде русского языка, литературы и культуры за рубежом и регулярно передаёт свои произведения коллегам в научные и образовательные организации.

За развитие толерантности у молодёжи Рубан Л.С.

награждена Орденом «За вклад в просвещение» (2008) и медалью «За развитие образования» (2009), ей объявлена «Благодарность» министром образования и науки России (2017). За пропаганду русского языка, литературы и культуры за рубежом получены Почётные грамоты от APWG и Посольства Филиппин (2010), премия Министра культуры и туризма Непала (2011); медаль «20 лет СНГ» (2011); благодарность Посла Вьетнама в России (2012); Почётные грамоты Посольства Венесуэлы (2017) и Латиноамериканского Дома в РФ (2019), благодарственное письмо от Департамента внешнеэкономических и международных связей правительства города Москвы (2019).

В 2020 г. проф. Рубан Л.С. награждена Московской городской организацией СПР Дипломом «За верность отечественной литературе» и медалью И.А. Бунина, как лауреат конкурса «Преодоление», Дипломом литературно-общественной премии «Гранатовый браслет» им. А.И. Куприна и медалью Куприна, а в 2021 г. медалью «За мастерство и подвижничество во благо русской литературы». Затем стала лауреатом литературно-общественной премии «Жизнь задыхается без цели» и медалью Ф.М. Достоевского, дипломантом литературно-общественной премии «Кому на Руси жить хорошо» и медалью Н.А. Некрасова. В 2022 г. она стала лауреатом премии «Золотая осень», награждена медалью С.А. Есенина, и стала дипломантом премии «Наш век» с вручением медали Ф.И. Тютчева.

